National Energy Board

Office national de l'énergie

Looking Ahead to 2010

Natural Gas Markets in Transition

An **ENERGY MARKET ASSESSMENT** • August 2004

Canada

National Energy Board

Office national de l'énergie

Looking Ahead to 2010

Natural Gas Markets in Transition

An **ENERGY MARKET ASSESSMENT** • August 2004

Canada

Permission to Reproduce

Materials may be reproduced for personal, educational and/or non-profit activities, in part or in whole and by any means, without charge or further permission from the National Energy Board, provided that due diligence is exercised in ensuring the accuracy of the information reproduced; that the National Energy Board is identified as the source institution; and that the reproduction is not represented as an official version of the information reproduced, nor as having been made in affiliation with, or with the endorsement of the National Energy Board.

For permission to reproduce the information in this publication for commercial redistribution, please e-mail: info@neb-one.gc.ca

Autorisation de reproduction

Le contenu de cette publication peut être reproduit à des fins personnelles, éducatives et(ou) sans but lucratif, en tout ou en partie et par quelque moyen que ce soit, sans frais et sans autre permission de l'Office national de l'énergie, pourvu qu'une diligence raisonnable soit exercée afin d'assurer l'exactitude de l'information reproduite, que l'Office national de l'énergie soit mentionné comme organisme source et que la reproduction ne soit présentée ni comme une version officielle ni comme une copie ayant été faite en collaboration avec l'Office national de l'énergie ou avec son consentement.

Pour obtenir l'autorisation de reproduire l'information contenue dans cette publication à des fins commerciales, faire parvenir un courriel à : info@neb-one.gc.ca

© Her Majesty the Queen in Right of Canada as represented by the National Energy Board 2004

© Sa Majesté la Reine du chef du Canada représentée par l'Office national de l'énergie 2004

Cat. No. NE23-118/2004E
ISBN 0-662-37107-0

Nº de cat. NE23-118/2004F
ISBN 0-662-76870-1

This report is published separately in both official languages.

Ce rapport est publié séparément dans les deux langues officielles.

Copies are available on request from:
The Publications Office
National Energy Board
444 Seventh Avenue S.W.
Calgary, Alberta, T2P 0X8
E-Mail: publications@neb-one.gc.ca
Fax: (403) 292-5576
Phone: (403) 299-3562
1-800-899-1265
Internet: www.neb-one.gc.ca

Demandes d'exemplaires :
Bureau des publications
Office national de l'énergie
444, Septième Avenue S.-O.
Calgary (Alberta) T2P 0X8
Courrier électronique : publications@neb-one.gc.ca
Télécopieur : (403) 292-5576
Téléphone : (403) 299-3562
1-800-899-1265
Internet : www.neb-one.gc.ca

For pick-up at the NEB office:
Library
Ground Floor

Des exemplaires sont également disponibles à la bibliothèque de l'Office :
Rez-de-chaussée

Printed in Canada

Imprimé au Canada

104-06569/

TABLE OF CONTENTS

List of Figures ii

List of Acronyms, Units and Conversion Factors iii

Foreword iv

Executive Summary and Potential Actions v

Chapter 1: Introduction 1

Chapter 2: Background Information Provided to Roundtables 3

Chapter 3: Natural Gas Supply 6
- 3.1 Outlook 6
- 3.2 Conventional Natural Gas Supply 7
- 3.3 Unconventional Gas Supply 8
- 3.4 Liquefied Natural Gas 8
- 3.5 Issues and Potential Action 9

Chapter 4: Natural Gas Demand 11
- 4.1 Introduction 11
- 4.2 Outlook for Natural Gas Demand 11
- 4.3 Issues and Potential Actions 14

Chapter 5: Natural Gas Price and Volatility 17
- 5.1 Outlook 17
- 5.2 Natural Gas Prices and Volatility 17
- 5.3 Issues and Potential Action 19

Chapter 6: Information Need 22
- 6.1 Energy Policy Framework 22
- 6.2 One-Window Access for Canadian Energy Data 22
- 6.3 Availability of Timely Data and Analyses 23
- 6.4 Public Information 23
- 6.5 Research 23

Appendix 1: Roundtable Participants 24

Appendix 2: Questions for Roundtable Discussion 27

FIGURES

2.1	WCSB Natural Gas Deliverability	3
2.2	North American Natural Gas Demand	4
2.3	AECO-C Natural Gas Prices	5
3.1	Canadian Natural Gas Supply: Supply Push	6
4.1	Canadian Natural Gas Demand: Techno-Vert	12
5.1	Natural Gas Price and Volatility	18

Acronyms, Units and Conversion Factors

Acronyms

CBM	Coal Bed Methane
CIPEC	Canadian Industry Program for Energy Conservation
DSM	Demand-Side Management
EIA	U.S. Energy Information Administration
EMA	Energy Market Assessment
EPG	Electric Power Generation
LDC	Local Distribution Company
LNG	Liquefied Natural Gas
NEB	National Energy Board
NYMEX	New York Mercantile Exchange
NG3	NYMEX Natural Gas contract, average 3-day closing price
WCSB	Western Canada Sedimentary Basin
WTI	West Texas Intermediate

Units

bbl	barrel
Bcf	billion cubic feet
Bcf/d	billion cubic feet per day
GJ	gigajoule
m^3	cubic metre
MMBtu	million British Thermal Units
MMcf/d	million cubic feet per day
MW	megawatts
Tcf	trillion cubic feet

Conversion Factors

1 million m^3	= 35.3 million cubic feet
1 GJ	= 0.95 MMBtu

FOREWORD

As part of its mandate under the *National Energy Board Act*, the National Energy Board (NEB or Board) is required to study and keep under review the outlook for the supply of all energy commodities (including electricity, oil, natural gas and natural gas liquids) and the demand for Canadian energy commodities in both export and domestic markets. The Board publishes reports on energy, known as Energy Market Assessments (EMAs), which examine various facets of Canada's energy markets. These reports include both long-term assessments of Canada's energy future and specific reports on current and near-term energy issues.

In addition, the Board has specific monitoring responsibilities pursuant to its regulatory responsibilities. The Board is required to monitor Canadian energy markets to ensure that markets are operating such that Canadian energy requirements are being met at fair market prices.

In developing this report, the Board held eight roundtable discussions in February 2004 with selected stakeholders in Toronto, Ottawa, Montréal, Fredericton, Vancouver and Calgary. The objective of the roundtable discussions was to solicit the perspectives of the various participants on how natural gas markets may evolve, including their views on potential actions that could be taken by regulators, governments, and market participants to facilitate a smoother transition to the end of the decade. The Board appreciates the views and comments it received during the consultative process and would like to thank all participants who contributed their time and expertise (Appendix 1).

If a party wishes to rely on material from this report in any regulatory proceeding, it can submit the material, as it can submit any public document. In such case, the material is in effect adopted by the party submitting it and that party could be required to answer questions on it.

Executive Summary and potential Actions

In July 2003, the Board released a report titled *Canada's Energy Future - Scenarios for Supply and Demand to 2025*, which identified key issues and uncertainties affecting the long-term supply and use of energy in Canada. In particular, the scenarios in the report envisioned futures with limited potential to increase natural gas supply while the demand for natural gas was likely to increase. The scenarios suggested a tight balance would exist between natural gas supply and demand and implied that natural gas prices would likely be high and volatile over the medium term until further adjustments could be made to bring on new supply or reduce consumption.

Over the longer term, there are grounds to expect that additional sources of gas supply can be developed as more frontier and unconventional sources become available and import capacity for liquefied natural gas (LNG) increases. Also, with time, there is greater potential for significant adjustments in natural gas consumption and the implementation of new technologies to use alternative sources of energy. However, there are concerns about the transition period to the end of the decade, as the opportunities to develop new gas supply and significantly adjust demand may be more limited.

In February 2004, the Board conducted roundtable discussions (Roundtables) with selected market participants at eight sessions in six cities across Canada to examine how natural gas markets may evolve to the end of the decade and to identify potential actions that could be taken by regulators, governments, and market participants to facilitate a smoother transition. In particular, the Roundtables sought to examine the following issues in closer detail:

- What are the likely prospects for new gas supply, and the key issues and potential barriers in their development?
- What are the implications to natural gas consumers, and what adjustments in demand may be made to reconcile natural gas demand with available supply?
- What are potential actions that may help increase natural gas supply, promote more efficient use of natural gas, and mitigate the effects of high and volatile prices?
- Are there gaps in available information that, if filled, may lead to more effective energy decisions?

The Board invited a broad cross-section of interests and stakeholders to attend the Roundtables. These parties represented natural gas consumers, gas producers, regulatory agencies, government agencies, local distribution companies, pipeline companies, environmental groups, and various associations and service providers that were aware of and actively involved with natural gas issues. The large majority of invitees were able to attend and approximately 90 participants shared their expertise and specific insight on the natural gas market and the transition issues related to natural gas supply, consumption, and the impact of information and prices.

Participants across the country widely agree that the balance between the supply and demand of natural gas is likely to remain tight until the end of the decade and that gas supply will be challenged to meet expected growth in gas demand. Canadian natural gas production is expected to be maintained at about 17 Bcf/d (481 million m3/day), with conventional production from the Western Canada Sedimentary Basin increasingly supplemented by unconventional gas such as coal bed methane (CBM). Participants also expect that it will be difficult to increase gas supply from other existing basins in North America and that additional gas supplies are likely to become available from the Mackenzie Delta and LNG. However, northern gas is not assumed to flow until around the end of the decade and the impact of LNG will be limited within this timeframe.

Given the unlikelihood of substantially increasing natural gas supply within this timeframe, adjustments in demand will be needed to balance with supply. As a result, competition for supply amongst end-users and the continued reduction in some segments of industrial demand is likely. The major challenges indicated by Roundtable participants revolve around managing the potential impacts of higher prices on the industrial sector and finding ways of using natural gas more efficiently.

It is widely accepted that a step-change in natural gas prices has occurred and that the market price reflects the tight balance in North American natural gas supply and demand. In this situation, North American natural gas prices are increasingly influenced by the cost of alternative fuels and the rising costs of finding and bringing new gas supply to market. Assuming that crude oil prices average in the range of US$24 to $35 per barrel, participants expect that NYMEX natural gas prices are likely to be in the range of US$4 to $6/MMBtu. In addition, changes in the structure of demand to a more weather-sensitive load and shorter-term contracting practices may leave the natural gas market more vulnerable to increased volatility in natural gas prices during this timeframe.

The key message consistently conveyed by participants is that clear and transparent price signals are required to enable market participants to make informed decisions, and governments and regulators should continue to emphasize market mechanisms as the fundamental approach to the operation of energy markets. The higher natural gas prices in today's market are seen as important signals that help to support development of new gas supply, enable investment in infrastructure, and encourage upgrades to energy efficient equipment and changes in consumption. Participants also noted that governments and regulators have a role in helping to overcome impediments to the effective operation of markets. It was suggested that regulators could clarify, streamline, and coordinate regulatory processes to reduce the costs and risks associated with new energy projects and that governments could play an important role in providing timely and complete Canadian energy information when it is not readily available.

Key Themes For Action Identified By Roundtable Participants

Clear themes emerged from the Roundtables regarding issues and suggested actions that could be taken to facilitate a smoother transition in natural gas markets to 2010. The views and suggestions of participants provided invaluable input to the Board in its consideration of possible actions to enable more efficient market function.

Continued emphasis on market forces and pricing

A key message consistently conveyed by Roundtable participants was that policy makers and governments should continue to emphasize market mechanisms as the fundamental approach to the operation of energy markets. In particular, participants stated that clear and transparent price signals are required by market participants to make informed decisions, and, that governments and regulators

have a role in helping to overcome impediments to the effective operation of markets. Improved price signals may be achieved through better information and by removing market distortions, such as price ceilings.

To support investment decisions for improving equipment, developing new supply, and expanding infrastructure, participants suggested that clear regulatory encouragement for longer-term contracts may help to align risks and support infrastructure development. Also, public confidence in market mechanisms and energy investment may be encouraged through provision of information and by providing fair returns that reflect changing risk.

In general, most participants emphasized that decisions on mitigation actions, such as using financial tools or investing in physical infrastructure, are best left to the market participants who will choose the best course of action based on their situation.

Minimize unnecessary barriers to supply development

Roundtable participants have suggested that by working together, regulators can minimize delays in regulatory processes, enabling more timely decisions and facilitating supply development. Specifically, regulators with different areas of responsibility were encouraged to work together to eliminate duplication and redundancy where there is overlapping jurisdiction and to provide clarity in other areas of unclear jurisdiction. Participants pointed out that this would reduce the amount of time and money currently spent on public and regulatory proceedings without compromising the objectives of the various regulations. Conversely, inefficient permitting and approval processes will take longer and the project would be exposed to higher costs and an increased risk of changing economics over that period.

Further to regulatory improvements, actions can be taken to improve the amount and availability of information to aid in the understanding of important energy issues and emerging sources of gas supply, such as CBM and LNG.

Other potential actions suggested by Roundtable participants concerning drilling incentives, royalty structure, provincial regulatory resources and drilling approvals are beyond the scope of NEB action and comment. These suggestions are, however, documented in Chapter 3 of this report for consideration by the appropriate parties.

Address the challenges of growing demand

With respect to managing demand and enabling appropriate adjustments in consumption to reconcile with available supply, Roundtable participants stressed that the primary response should be to enhance reliance on market mechanisms wherever possible. Participants believed that market mechanisms can be improved by enabling consistent market-based rules across all energy markets and providing more timely and accurate energy price signals to the consumer.

In addition to improving and providing timely price signals to consumers, participants suggested that actions can also be taken to encourage energy efficiency, enhance awareness of energy issues, and to ensure consumers understand their consumption alternatives. Participants also suggested possible financial incentives to encourage upgrades to more energy efficient equipment and, changes to environmental regulation to provide more fuel alternatives to industries in order to reduce natural gas demand or provide more time for transition.

Many of these suggestions are beyond the scope of the NEB. For completeness and consideration by the appropriate parties, these suggestions are documented in Chapter 4.

Need for timely, objective and high quality information

Participants across the country identified a need for more public information on all energy matters. Specifically, it was suggested that governments and regulators have a role in informing the public on key emerging energy trends and issues. The broad understanding of energy market trends and issues can be enhanced by providing access to complete, accurate, and timely data and by providing more in-depth and expanded analyses on important energy issues. Roundtable participants suggested that the various agencies that compile statistics convene to examine ways to improve the quality and provision of Canadian energy statistics. In particular, many participants indicated that facilitating access to integrated information and analysis through a central repository would result in more complete and consistent energy data and enable better understanding of Canadian energy demand and new sources of gas supply.

Participants also identified gaps and lags in current energy market information in Canada and areas where public agencies can assist in bridging these gaps. Specifically, most participants agreed that it is difficult to get detailed information and analysis of Canadian energy demand and fuel switching, and that such information would be very useful to understand the dynamics and trends in the Canadian natural gas market.

NEB Response And Action

The potential actions identified during these Roundtables are not limited to the Board and may be aimed at other market participants, policy makers and regulators. Although, it can not be assumed that the Board endorses all of the views and suggestions made by Roundtable participants, the Board has noted areas where its current activities may align with participant suggestions. In addition, the Board has identified areas within its mandate where it is prepared to take specific action, or partner with others if there is broad support for their implementation.

The Board appreciates the views on the natural gas market provided by Roundtable participants. As new energy market assessments are undertaken on a variety of energy topics, the Board intends to consider the use of similar forums and other mechanisms to obtain the views of parties interested in the issues under review.

1. *Improve regulatory effectiveness and efficiency*

Roundtable participants encouraged regulators and government agencies to work together to streamline the regulatory process by eliminating duplication and by providing clarity in areas of unclear jurisdiction. Toward this objective, the Board will take the following action:

- Continue to play a leading and proactive role to develop coordinated, clear and predictable regulatory processes, especially in frontier and other areas where there may be overlapping jurisdiction and a high potential for developing new supply;
- Consider changes to regulatory processes which may allow more efficient decisions without compromising the objectives of regulations; and,
- Support public confidence and education on energy issues and market mechanisms by providing factual and objective information on energy markets and emerging issues.

2. *Improve the provision of energy market information*

Participants suggested that the broad understanding of energy issues can be enhanced by improving the quality and access to Canadian energy data and by providing more in-depth analyses on important energy issues. While the Board already provides a number of reports and analysis on energy markets, it is prepared to take further action, or partner with others, in the following areas:

- Play an active role to improve the provision of Canadian energy information
  - coordinate with other providers of Canadian energy data to ensure the provision of complete and timely energy information, and work towards providing information through a single window or point of access; and,
  - consider partnering opportunities with Statistics Canada, Canadian end-users, consumer associations, and other parties to provide detailed and timely information and analysis on energy demand in Canada.
- Provide in-depth analysis and information on specific areas of importance, including:
  - the issues and costs associated with energy alternatives to natural gas;
  - alternative methods of electricity power generation, including clean coal, wind power, and using methane from municipal waste; and,
  - emerging sources of new gas supply, such as LNG and unconventional gas.

INTRODUCTION

In July 2003, the Board released a report titled *Canada's Energy Future - Scenarios for Supply and Demand to 2025 (Canada's Energy Future)*, which identified key issues and uncertainties affecting the long-term supply and use of energy in Canada. In particular, the scenarios in the report envisioned futures with limited potential to increase natural gas supply while the demand for natural gas was likely to increase. The scenarios suggested a tight balance would exist between natural gas supply and demand and implied that natural gas prices would likely be high and volatile over the medium term until further adjustments could be made to bring on new supply or reduce consumption.

Over the longer term, there are grounds to expect that additional sources of gas supply can be developed as more frontier and unconventional sources become available and import capacity for liquefied natural gas (LNG) increases. Also, with time, there is greater potential for significant adjustments in natural gas consumption and the implementation of new technologies to use alternative sources of energy. However, in the transition period to the end of the decade, these opportunities to adjust gas supply and demand were expected to be more limited.

In February 2004, the Board convened roundtable discussions (Roundtables) with selected market participants at eight sessions in six cities across Canada to examine how natural gas markets may evolve to the end of the decade and to identify potential actions that could be taken by regulators, governments, and market participants to facilitate a smoother transition. In particular, the Roundtables sought to examine the following issues in closer detail:

- What are the likely prospects for new gas supply, and the key issues and potential barriers in their development?
- What are the implications to natural gas consumers, and what adjustments in demand may be made to reconcile natural gas demand with available supply?
- What are potential actions that may help increase natural gas supply, promote more efficient use of natural gas, and mitigate the effects of high and volatile prices?
- Are there gaps in available information that, if filled, may lead to more effective energy decisions?

The Board invited a broad cross-section of interests and stakeholders to attend the Roundtables. These parties represented natural gas consumers, gas producers, regulatory agencies, government agencies, local distribution companies, pipeline companies, environmental groups, and various associations and service providers that were aware of and actively involved with natural gas issues. The large majority of invitees were able to attend and approximately 90 participants shared their expertise and specific insight on the natural gas market and the transition issues related to natural gas supply, consumption, and the impact of information and prices.

A discussion document prepared by the Board to assist participants in preparing for the Roundtables is contained in Chapter 2. This information includes a general assessment of issues in natural gas supply, prices and demand (based on the analysis contained in the report on Canada's Energy Future) as well as a list of questions (Appendix 2) aimed at gaining a better understanding of natural gas market dynamics. Although Canadian and U.S. natural gas markets have evolved into an integrated North American market, the Roundtables focused primarily on Canada.

Participants across the country widely concurred with the Board's outlook and assessment that the natural gas market will continue to be tight to the end of the decade. In fact, many participants acknowledged that the days of easy increases in gas supply are likely behind us and believed that it is important for Canadians and policy makers to recognize this issue. One participant remarked that "the gas supply situation is unsettling". Another volunteered that "Canada is at a crossroads" with respect to the natural gas industry, noting that the choices and actions taken today will have a large impact on how Canada fares through the transition to 2010, and beyond. Finally, one participant underlined the urgency in making these choices and taking the accompanying actions with the assessment that "we've crossed the Rubicon" in reference to the bygone days of robust gas supply and relatively moderate prices.

This report provides an overview of the Roundtables and outlines the areas for potential improvement and possible actions as suggested by participants to facilitate a smoother transition in the natural gas market to 2010. The potential actions identified by participants are not limited to the Board and may be aimed at other market participants, policy makers and regulators. The key market issues and recommendations for action as expressed by participants during the Roundtables are documented in the following chapters.

Although, it can not be assumed that the Board endorses all of the views and suggestions made by participants, the Board has noted areas where its current activities may be expanded to align with these suggestions. In the executive summary, the Board has identified areas within its mandate where it is prepared to take specific action, or partner with others if there is broad support for their implementation.

Background Information Provided to Roundtables

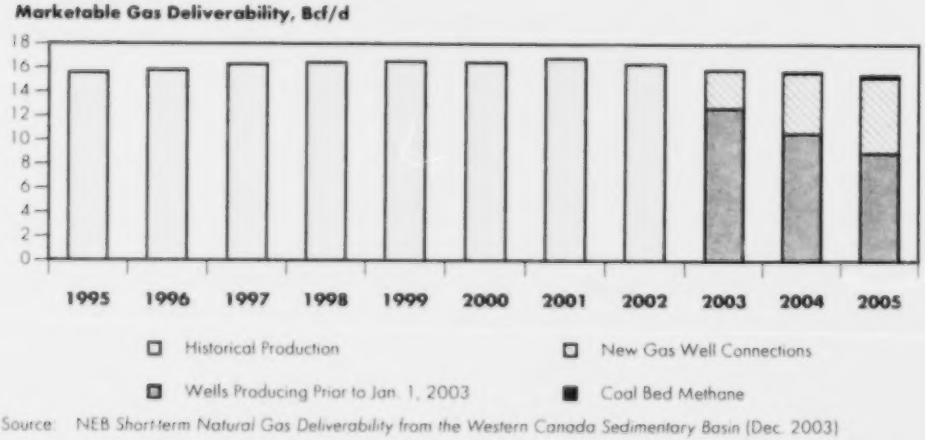
Natural Gas Supply

In 1986, Canadian natural gas prices were deregulated and freer access was provided to the U.S. market. Between 1986 and 1999 Canadian gas production more than doubled and exports to the U.S. more than quadrupled. During this period, Canadian gas exports satisfied about 75% of incremental U.S. demand. Canadian and U.S. natural gas markets have increasingly evolved into an integrated North America market. Natural gas can be bought from many supply sources and delivered to any market centre through an extensive North American pipeline grid. However, in the last three years, production from the Western Canada Sedimentary Basin (WCSB) has flattened out at about 16 Bcf/day (453 million m^3/day) despite record levels of drilling activity.

The NEB's outlook for deliverability from the WCSB over the next couple of years is for production to fall slightly. It appears that it will be a challenge to increase production from conventional sources in Canada. As a result, there will be increased reliance on developing new supply sources. There is considerable potential to grow production from unconventional sources, including coal bed methane (CBM) in the WCSB, and deep tight gas deposits in northeast B.C. and the Alberta Foothills. However, very little development of unconventional natural gas has occurred to date. Therefore, there is uncertainty associated with timing, cost and production levels. In the longer term, additional natural gas supplies from the Canadian north and potentially offshore Nova Scotia may be available. It will take at least five or six years to develop most of these new sources.

FIGURE 2.1

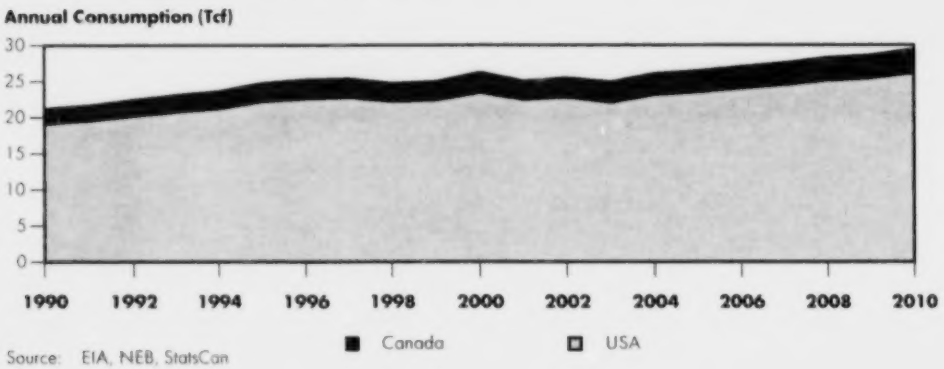
WCSB Natural Gas Deliverability



Source: NEB *Short-term Natural Gas Deliverability from the Western Canada Sedimentary Basin* (Dec. 2003)

FIGURE 2.2

North American Natural Gas Demand



Source: EIA, NEB, StatsCan

A similar pattern of flat to declining gas production has been observed in the United States as many of the conventional gas basins appear to be increasingly mature. An exception would be the Rockies, which has actually experienced sharp growth in production despite periodic infrastructure constraints. However, the Rockies only account for ten percent of total production.

While continental production is essentially flat, natural gas demand is expected to grow strongly with a recovery in the U.S. economy, rapid growth in gas-fired generation and, in Canada, the development of oil sands projects. In the face of growing demand and flattening supply, the market is faced with a major question - where will the gas come from to satisfy the demand to the end of the decade?

In order to address this supply gap, there has been a renewed interest in importing liquefied natural gas (LNG). In the U.S., all four existing receiving terminals are operating with a current capacity of about 2.5 Bcf/d (71 million m^3/day). Further, numerous facilities and expansions of existing terminals have been proposed. A few of these projects are being considered for sites in Canada. There is a lag time of about five to six years to design, obtain approval and construct a new LNG terminal. Therefore, LNG can only make a limited contribution to closing the expected supply gas gap to the end of the decade.

Natural Gas Prices and Demand

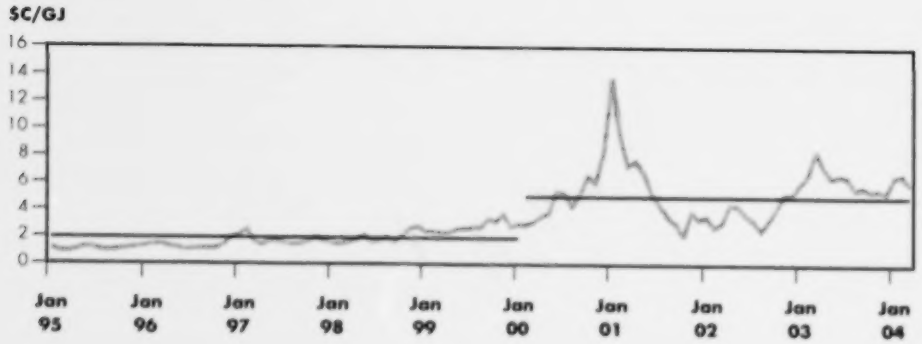
Throughout the 1990s, natural gas prices were relatively low. Over the last three years, natural gas prices have increased significantly as a result of tighter balances between natural gas supply and demand. In addition, they have exhibited severe volatility as shown on the following chart. Many analysts believe that there has been a step-change in the level of natural gas prices.

Although all end-users are impacted by higher prices and volatility, the implications and the responses differ for each sector. For example, considerable demand in the industrial sector was curtailed either by switching to other fuels, reducing industrial production and, in the extreme, shutting down production. It was during this time that the term "demand destruction" was coined.

There has been some fuel-switching and demand curtailment in response to higher prices; however, there is a lack of consensus on just how much capacity there is in the market to switch fuels and how

FIGURE 2.3

AECO-C Natural Gas Prices



much of this capacity is permanent and how much is temporary. Similarly, it is not clear how much demand has been permanently "destroyed" and how much was only temporary.

Many market participants use financial instruments to minimize the risk of adverse price fluctuations. Following the demise of large marketers, there has been a considerable reduction in liquidity in natural gas markets. Many companies that were formerly active in trading have withdrawn from the market, thereby greatly reducing the number of counterparties in the market at any one time.

Significant capital investments will be required to bring on additional supplies to markets. Price volatility adds uncertainty, which increases risks and costs. This in turn affects investment decisions made by producers and consumers.

In summary, some of the key market developments in recent years include:

- continental natural gas production is flattening out
- natural gas prices have risen and have been very volatile
- high prices have had some strong impacts on gas demand
- the electric power generation sector has emerged as a major source of gas demand
- there has been a reduction in liquidity in the market
- natural gas is becoming a premium fuel.

Outlook to 2010 - Transition Issues

It appears that it will be difficult to meet the expected demand for natural gas in North America from indigenous production and the available LNG import capacity. Thus, many observers expect a continuation of the market conditions that have prevailed over the last few years, i.e. periodic tight market conditions, characterized by extreme price volatility and an ongoing need for adjustments on the consuming side of the market. Over the longer term, there are grounds for expecting that supply will be more abundant as more frontier and unconventional sources become available and LNG import capacity increases. However, there are concerns about the transition years to the end of the decade.

NATURAL GAS SUPPLY

Key Observations

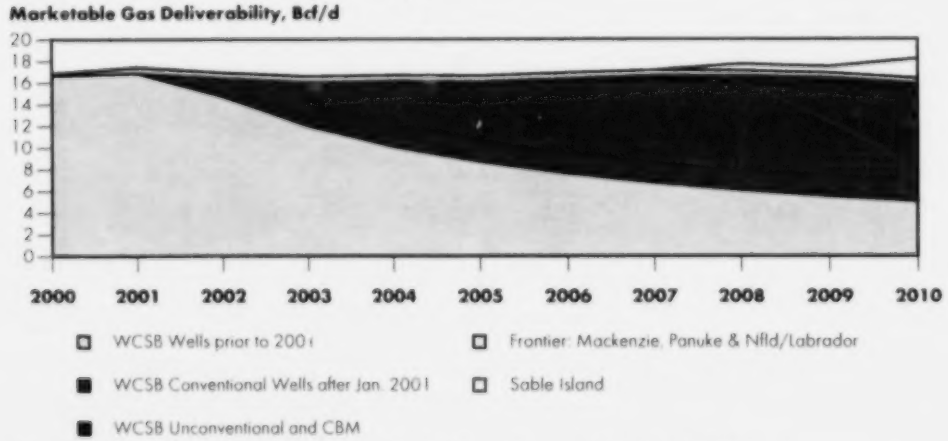
- *Canadian gas production is likely to remain relatively flat through to 2010.*
- *Conventional gas supply will likely decline although there may be potential to increase supply from northeast British Columbia.*
- *Unconventional gas supply, particularly production of CBM, is also likely to increase, but by how much is uncertain.*
- *Northern gas from the Mackenzie Delta is not assumed to flow much earlier than the end of the decade.*
- *No incremental supply is expected from the offshore east coast by 2010.*
- *Overall, it will be difficult to increase indigenous natural gas production.*
- *Imports to Canada, in the form of LNG, are possible by 2010, but there is significant uncertainty surrounding the proposed import terminals.*

3.1 Outlook

In its report *Canada's Energy Future*, the Board's scenarios envisaged Canadian natural gas supply to exhibit a generally flat trend at about 17 Bcf/d (481 million m^3/day) over the period to 2010 (see Figure 3.1). Further, the report indicated that conventional natural gas production from the WCSB

FIGURE 3.1

Canadian Natural Gas Supply: Supply Push



Source: NEB - Canada's Energy Future - Scenarios for Supply and Demand to 2025 (July 2003)

would gradually decline and would need to be increasingly supplemented by unconventional gas and by other sources of gas. Of course, there is considerable uncertainty regarding the relative contribution by each of these components. Natural gas production from the WCSB, for example, is heavily dependent on drilling rates. While the long-term scenarios assumed stable and higher than historical drilling levels, there will be variations from year to year. In fact, should the record pace of drilling experienced to-date in 2004 continue, this activity would likely result in production increases over 2003 for the WCSB.

3.2 Conventional Natural Gas Supply

Western Canadian Sedimentary Basin

Participants across the country and across the spectrum of the natural gas industry, with few exceptions, concurred with the Board's general characterization of Canadian gas supply, specifically, the likelihood of declining supplies of conventional gas from the WCSB. A few participants, however, suggested a more optimistic outlook on the basis of a perceived upside from northeast British Columbia (and other basins in B.C. such as the Bowser), and deeper plays through the application of new technology. In the current price environment, producers are making record capital expenditures and drilling record numbers of wells. Producers have also been drilling more deep wells, which, while usually more costly, are also usually more productive. However, there is normally a longer lag, relative to conventional shallow wells, before incremental production materializes from these deeper wells.

It was widely acknowledged during the Roundtables that the WCSB will continue to be a major contributor to North American gas supply, but it is becoming increasingly mature and will be challenged to maintain or increase production. There was also recognition by eastern Canadian consumers that producers have been responding and trying to increase supply but that the supply response occasionally lags the market. Consumers in eastern Canada, including some distributors, were not seriously concerned about the supply profile for the WCSB; in fact, some distributors expressed confidence in the availability and access to increasingly diverse sources of supply in the broader continental market.

East Coast

The future gas supply from the offshore east coast was considered to be a major uncertainty by most participants. While the potential size of the gas resource is considered to be large, a recent string of unsuccessful exploration wells has been disappointing to producers and the market. The future use and growth of natural gas within the domestic residential and commercial sectors is particularly dependent on incremental gas supply. Notwithstanding the results from recent drilling, Roundtable participants remain hopeful that incremental supplies will be realized eventually from this relatively less-explored region. However, this was not expected to occur before 2010. Looking forward, participants expect offshore volumes to remain in the 400 to 600 MMcf/d (11 to 17 million m^3/day) range during this period, with any incremental supply coming from LNG and onshore supplies.

There has been some success with onshore drilling at the McCully field in New Brunswick. In fact, commercial production of gas is already occurring with sales to a local potash facility. Access to the Maritimes & Northeast Pipeline system and accompanying access to larger markets would facilitate further investment and spur further development at this site, although the volumes would be small relative to the offshore.

Northern Gas

There was general consensus among Roundtable participants that northern gas from the Mackenzie Delta may have the potential to contribute to Canada's overall gas production by 2010. However, most participants believe that northern gas cannot be assumed to be on-stream much before the end of the decade in view of the significant time and resources required for the regulatory process and construction, if approved.

3.3 Unconventional Gas Supply

The term *unconventional gas* typically refers to low-permeability reservoirs or "tight gas", shale gas, and CBM (increasingly referred to as natural gas from coal). In general, participants view that unconventional gas has the potential to increase overall natural gas production in the future. However, there is substantial uncertainty surrounding the economics and development of these resources in the period to 2010. The productivity of these wells are usually very low and a greater number of wells are needed to produce the gas since it tends to be found in deposits that extend over a large area.

CBM is considered by Roundtable participants to be a likely source of unconventional gas, with potential to contribute significant volumes and help offset the expected decline in conventional gas supply. There are currently about two dozen pilot projects to develop CBM across the WCSB and some participants noted that about 1,000 CBM wells will be drilled this year, resulting in an expected 100 MMcf/d (2.8 million m^3/day) of production. While it is too early to accurately assess this emerging supply source, the Board's scenarios for CBM supply also indicate about 100 MMcf/d in 2004, consistent with actual production to-date. However, some participants indicated that the Board's scenarios, suggesting CBM production levels of about 1 Bcf/d (28 million m^3/day) by 2010, may be low, depending on the degree of success experienced at the various projects. To-date, there has been mixed success. In attempting to develop CBM, some projects have experienced fresh or salt water production which presents additional challenges with water disposal and tends to increase costs and impact gas production. Other projects have focused on dry coals that produce gas with no water. Considering the variability of coals, the range of success amongst existing pilot projects, and the very early stage of CBM development in Canada, there is still significant uncertainty surrounding the future of CBM development.

The Horseshoe Canyon play in south-central Alberta was described as an example where developments have been positive. Ultimately, some 50,000 wells may be needed to recover the CBM from this area alone. The drilling risk in CBM development is relatively low due to the widespread deposits of known gas resources and drilling programs typically involve a large number of wells and high drilling density to achieve economies of scale. Several participants have characterized the exploitation of these resources as a "manufacturing process". At the same time, some concern was expressed by CBM producers over their ability to obtain timely regulatory approval for the large numbers of wells that may be required to develop CBM. It was suggested that a new regulatory framework may be beneficial, and that regulators could consider a "blanket approach" to approve drilling programs for this type of development.

3.4 Liquefied Natural Gas

Looking at the overall North American context, participants generally believe that it will also be difficult to increase gas supply from other existing basins in the continent. As a result, there is tremendous interest to develop capacity to import LNG to North America. Across the country,

participants were of the view that LNG would play a larger role in the future, particularly in the United States. Moreover, participants did not foresee the development of a world market price for LNG, similar to the world price for crude oil, prior to 2010.

During the Roundtables, three proposals were identified that would situate an LNG terminal in eastern Canada - one each in Quebec, New Brunswick and Nova Scotia. Although project proposals indicate that LNG could be received in Canada as early as by the end of 2007, many participants were of the view that there would not be any LNG development in Canada prior to 2010 and that it is unlikely for all projects to proceed.

Many LNG terminals have also been proposed for other locations in North America. Each proposed site has its own issues, including: concerns expressed by the local population regarding safety, environmental impact and land use; access to a nearby liquid market; availability of existing infrastructure to further transport the gas from the LNG terminal to markets; and the cost of transporting LNG to the specific sites.

The general consensus among participants was that out of about 40 current proposals for new LNG receiving terminals in North America, only two or three new LNG projects would likely be in service by 2010. These new projects would potentially increase total LNG import capacity in North America by about 3 Bcf/d (85 million m^3/day) for a total capacity of approximately 10 Bcf/d (283 million m^3/day). While this volume is significant, participants did not expect that the additional imports of LNG would reduce the need to develop unconventional gas or frontier resources in this timeframe.

Some participants noted that LNG may contribute to diversification and security of supply and may help to moderate prices in regions such as Quebec since that market is at the end of the TransCanada PipeLines system and currently has few gas supply alternatives available to it. As well, it was offered that without access to LNG or other incremental gas supplies, the future of gas-fired generation in the Maritimes would be in question.

3.5 Issues and Potential Action

Roundtable participants were asked for their specific insight and to identify the issues and barriers in new gas supply development. Specifically, the Roundtables sought to understand what actions could be taken that would improve the prospects of developing gas supplies in the timeframe to the end of the decade.

A potential barrier to supply development that was identified at Roundtables across the country was the need to improve the regulatory processes surrounding a wide range of projects, including the challenge that some projects face in having to obtain approval from multiple jurisdictions. Participants suggested that the regulatory framework, which was largely developed over the 1960s and 1970s, may not have evolved in-sync with other changes in the market. Participants voiced the need for a clear, efficient, integrated and streamlined regulatory framework to enable more efficient regulatory processes and more effective decisions.

In areas of new supply such as frontier regions, the offshore east coast, and LNG development, participants indicated that longer regulatory timelines and the high cost of infrastructure are challenges that may reduce the attractiveness of these regions for investment as compared to other areas in the global portfolio of producers. Participants indicated that the regulatory framework and accompanying processes should be reviewed with the goal of eliminating duplication and redundancy and providing clarity where there is unclear jurisdiction. Participants pointed out that this may

reduce the amount of time and money currently spent on public and regulatory proceedings without compromising the objectives of the various regulations. Conversely, inefficient permitting and approval processes will take longer and the projects would be exposed to the higher risk of changing economics over that period.

Potential regulatory barriers may also exist in the development of CBM in Canada. In particular, some participants suggested that current regulatory processes and resources may constrain the ability of regulators to process the large number of drilling applications required to develop CBM. Despite the uncertainty of CBM development in Canada, a new regulatory approach for this type of development was suggested as a possible step to improve the regulatory process for this resource. Another barrier that was seen to be unique to developing certain CBM projects was the ownership of the gas. In other words, does the company that owns the rights to the coal also own the rights to the methane produced from the coal? In this situation, clarity in legal title may help to facilitate development of the resource.

Governments and regulators may also play an important role in providing the public with objective information on energy issues. For example, with the potentially greater importance of LNG and CBM in future natural gas supply, there is a need to improve the amount and availability of objective public information on issues concerning development of these emerging supplies. Suggestions include providing factual information on existing CBM developments and the performance record of LNG terminals and the LNG shipping fleet over the decades of their operation. In addition, there was a call for clarity on the jurisdiction of potential LNG terminals and the regulatory process to approve these facilities.

Similarly, the regulatory treatment of LNG terminals was raised with the concern that such facilities should not be regulated as cost-of-service facilities. Rather, it was stressed that, in order for LNG projects to be developed, these LNG terminals must not be required to be open-access facilities. In other words, some participants were of the view that the large investment needed to develop such a facility, along with the level of business risk, warranted proprietary access to the LNG terminal or the ability to negotiate and select contracts covering the capacity of the LNG terminal. In fact, such regulation was recently established in the United States.

Some participants also suggested that tax incentives or royalty relief for deep conventional, unconventional and frontier development could also be considered to encourage drilling and improve prospects for developing additional supplies in Canada.

In this connection, the province of Alberta has been discussing royalty issues with gas producers to better understand the economics associated with the development of CBM. At this time, CBM is governed by the same royalty system as all other natural gas production in Alberta. Also, the province of British Columbia recently launched several policy initiatives that provide incentives for oil and gas development, including specific initiatives to encourage summer drilling and deep well drilling. On the other hand, a number of participants suggested that the trend toward the formation of energy trusts, for tax purposes, may not help to promote increased exploration and supply development.

Natural Gas Demand

Key Observations

- *Demand for Canadian natural gas is expected to grow, due to growth in oil sands development, North American power generation, and general economic growth.*
- *Growth in gas demand for electric power generation (EPG) in Canada is less certain.*
- *There is an increasingly strong link between natural gas and EPG markets.*
- *There will be competition for available gas supplies and, in a tight market the EPG and core markets are likely able to bid gas away from the industrial sector.*
- *Mixed price signals introduced into the natural gas market that arise from regulated electricity prices can influence natural gas demand.*
- *Actions are required to enable more efficient use of natural gas.*

4.1 Introduction

Natural gas is primarily used by the residential and commercial sector as a source of space heating, by the industrial sector as a source of process heat and as a building block in chemical production, and by the EPG sector to produce electricity. The residential and commercial sectors have little ability to switch to other fuels when gas prices rise, whereas there is some fuel-switching capability in the industrial and EPG sectors. The pattern of consumption also varies across these sectors. Industrial use tends to be more constant throughout the year, whereas residential and commercial demand is weather-sensitive with peak consumption in the cold winter months. Gas demand for power generation is also weather-sensitive, with the peaks generally coinciding with the peaks in demand for electricity for cooling during hot summer months and for space heating during cold winter months.

4.2 Outlook for Natural Gas Demand

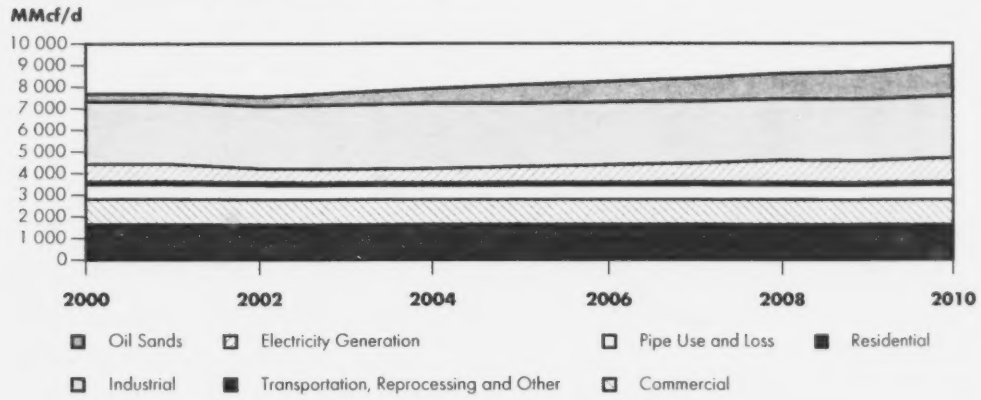
In its 2003 report *Canada's Energy Future*, the Board scenarios envisaged that Canadian natural gas demand could reach 9 Bcf/d (255 million m^3/day) by 2010 (see Figure 4.1). The greatest increase was expected to occur in the industrial sector largely due to the growth in oil sands production. Natural gas demand for electricity generation was also projected to increase over the period to 2010; however, this outlook was based on relatively lower natural gas prices.

Oil Sands Development

Natural gas is used by oil sands projects to produce electricity on site, to provide process heat in bitumen recovery, and to produce steam that is used in "in situ" recovery through steam injection

FIGURE 4.1

Canadian Natural Gas Demand: Techno-Vert



Source: NEB - *Canada's Energy Future - Scenarios for Supply and Demand to 2025* (July 2003)
NEB - *Canada's Oil Sands: Opportunities and Challenges to 2015* (May 2004)

processes. Natural gas is also an important source of hydrogen needed for hydro-cracking and hydro-treating in the upgrading of bitumen to higher quality synthetic crude oil. Scenarios for oil sands development indicate that the requirement for natural gas is likely to grow from the current 0.6 Bcf/d (17 million m^3/day) to between 1.2 and 1.6 Bcf/d (34 to 45 million m^3/day) by the end of the decade. Meanwhile, oil sands producers continue to examine ways to reduce their reliance on natural gas such as through the combustion or gasification of the bitumen itself, or through combustion or gasification of coal. Small scale nuclear power has also been raised as an alternative to gas. However, the general consensus of participants was that natural gas would continue to be the most economic and environmentally attractive fuel, at least until the end of the decade.

Industrial

The industrial sector accounts for almost half of the total Canadian natural gas demand. This demand is largely independent of seasonal weather patterns and is very stable throughout the year. Participants pointed out that the industrial demand is valuable to the market for two key reasons. First, the sheer size and stability of the load helps to keep pipeline utilization high, thereby supporting stable transportation costs to other end-users. Second, industrial demand tends to respond the most to price movements and thus helps to reduce price volatility by providing a buffer when demand rises in the other sectors.

Some industries have been able to mitigate higher gas prices by switching to other fuels. For example, many forestry operations are increasingly relying on hog fuel or wood waste. Other industries have switched to coal or fuel oil when it is available. However, some industries have found it necessary to reduce operations or temporarily shut-down in the face of high gas prices. Since 2001, considerable demand adjustments have occurred in the industrial sector. Most participants expect that the industrial sector would likely continue to bear most of the adjustment burden in a tight natural gas market.

In the mining sector, commodity prices are currently fairly high; therefore the sector has been better able to absorb the increases in natural gas prices. However, the industry is very concerned about the

cost of natural gas and continues to take steps to economize on its use since commodity prices are very cyclical and could be considerably less on the world market in a few years.

In the Canadian petrochemical sector, ethane derived from natural gas is used as a chemical building block in the production of petrochemicals, primarily ethylene in Alberta. With the rise of natural gas prices in North America, this industry becomes less competitive with the rest of the world. However, participants suggested that plants in Canada will remain competitive with other North American gas-based crackers due to their efficiency in production processes. Participants also noted that the Canadian petrochemical sector will continue to use natural gas at about the same level for the remainder of the decade, but an increase in demand is unlikely.

Natural gas is also used to produce ammonia, a key input into the production of fertilizer. The fertilizer industry in North America is greatly affected by higher natural gas prices because the cost of ammonia is the largest component of its operating costs. Given the lower cost of natural gas in many places around the world, fertilizer companies may relocate production to locations where natural gas is plentiful and inexpensive and instead transport their product to North America. Fertilizer plants and other industrial plants that are located close to tidewater in North America are most vulnerable to overseas competition. Inland facilities that are located close to the markets are likely more competitive as transportation costs for their product are much lower.

Electric Power Generation

There has been significant growth in gas-fired generation capacity within the past five years in North America. In this period, about 200,000 MW of gas-fired capacity has been added, largely for the following reasons:

- gas-fired plants can be built relatively quickly with lower capital costs, which reduces investment risk;
- gas-fired plants can be built closer to load centres, thereby reducing the need for investment in costly transmission lines;
- new cogeneration and combined-cycle gas plants are more efficient than older generation facilities using coal, oil or natural gas;
- natural gas had been relatively inexpensive throughout the 1990s, especially in the summer when gas supply and transportation costs are usually lower; and,
- natural gas is preferred for its clean burning properties, and there has generally been less public opposition to gas-fired plants than for facilities using alternatives such as coal, large hydro and nuclear energy.

In Canada, there has been relatively less investment in gas-fired generation than in the U.S., although a number of plants have been built in Alberta and Ontario. It had been assumed for many years that most incremental electricity generation would be natural gas based. However, participants noted that the relatively high level and volatility of natural gas prices have been a concern to investors and developers of natural gas-fired facilities. As a result, gas demand for this sector in Canada remains an uncertainty and may be less than was previously envisaged in the Board's *Canada's Energy Future* report because of higher natural gas prices.

Participants indicated that the greatest uncertainty for the EPG sector is in the province of Ontario where the provincial government has announced plans to replace 7,500 MW of coal-fired generation. If this were to happen, natural gas demand in Ontario could potentially increase by about 1.2 Bcf/d

(34 million m^3/day). Overall, participants were of the view that natural gas demand growth for power generation as projected in the Board's report on *Canada's Energy Future*, would remain largely unchanged to 2010 given the long lead times required for other fuels. Looking out beyond 2010, this sector will continue to consider alternative technologies and other fuels such as clean coal, renewables, hydro and nuclear energy.

4.3 Issues and Potential Actions

Within the timeframe to the end of the decade, many participants indicated that reducing demand would be the primary means to keep the market in balance. Therefore, the major challenges revolve around managing the potential impacts of higher prices on the industrial sector and finding ways of using natural gas more efficiently. The Roundtable participants offered the following views when asked to identify the key issues and possible actions to improve the efficiency and the manner in which natural gas is consumed in Canada.

Industrial Sector and the Economy

Participants noted that Canadian industry has historically had access to lower cost energy than many of its overseas competitors and that this was now changing, with potentially large costs to the Canadian economy. It was noted that many towns in Canada are dependent on a single large industry and that plant shutdowns could have wide-ranging social and economic impacts, including the loss of well paying jobs.

The companies that have an ability to switch from natural gas to fuel oil are also being impacted by the implementation of new environmental standards that limit their ability to switch fuels. Some participants suggested that these new environmental requirements could be phased-in over a longer time horizon, particularly in more remote communities where air quality may be less of an issue.

Participants from the industrial sector clearly indicated their support for market-based policies and emphasized that it does not expect special action or intervention by governments in the market pricing of natural gas to subsidize particular industries. However, these industrials also urged that consistent market-based rules be applied to all sectors of the economy. Participants believed that competition for natural gas supply will be high to the end of the decade and urged the EPG industry to give careful consideration to all alternatives for new generation. Many of the industrial participants are of the view that natural gas is a highly valued fuel that is not easily substituted in industrial processes, but may be more easily substituted in EPG.

Energy Efficiency

Since energy costs comprise such a large part of operating costs, the industrial sector has a strong incentive to implement efficiency measures; in fact, it has a strong track record of continuously improving energy efficiency. Participants suggested that squeezing out further efficiencies, however, may now be more difficult as easily attainable improvements may have already been made. As well, investments in major new processes based on energy savings can be very risky. In the past, energy prices have been cyclical and a sharp fall in prices can render a large investment in an efficiency program uneconomic.

Nevertheless, participants agreed that continued improvement in energy efficiency in this sector is required and needs to be encouraged. In particular, participants lauded the efforts of the Canadian Industry Program for Energy Conservation's (CIPEC) Energy Innovator program and other private

initiatives such as Inco Limited's award winning "Power Play" program. These were cited as excellent examples of improving awareness and outreach to champion cultural change for energy efficiency and prudent energy consumption across all sectors and parts of organizations. Continued efforts along this line may not only reduce a company's overall gas demand and energy costs, but will also help to improve the competitiveness of these businesses. Through these types of efforts, CIPEC participants have demonstrated an average annual improvement in energy efficiency of 2.4 percent between 1990 and 2000.

Commercial gas users also have an incentive to seek out energy savings due to the high energy requirements they have for space heating for commercial buildings. However, it can be very expensive to retrofit existing buildings. Natural Resources Canada, through the Office of Energy Efficiency, operate a number of programs, such as the Energy Innovators Initiative or the Commercial Building Incentive Program, which may provide financial incentives to help commercial businesses and public institutions plan and implement changes to improve the energy efficiency of their buildings.

Participants suggest that residential gas users may have the smallest incentive to invest in energy efficiency measures because heating costs are typically only a small part of the average homeowner's overall budget. Further, homeowners may balk at the cost of making an up-front investment in more costly equipment, such as a new more energy efficient furnace or windows. Accordingly, some participants believed it may be necessary to provide incentives to homeowners to encourage these investments. In the past year, Natural Resources Canada has implemented a program to provide rebates to residential gas users who purchase high efficiency natural gas furnaces. It is noted that changes to new building and equipment design may be an important way to achieve efficiency gains. However, other measures to encourage improvement in existing homes and equipment can also have a significant impact.

Most participants agreed that private and public programs to increase energy awareness and promote prudent energy use and energy efficiency should be encouraged. Also, some participants suggested that the federal government could consider incentives to further encourage investments in energy efficiency, such as allowing more rapid depreciation or improvements to the capital cost allowances for new energy efficiency equipment.

Pricing Mechanisms to Encourage More Efficient Energy Use

A number of parties suggested that the first place to look to encourage more efficient energy use is to market-based mechanisms. There was considerable interest expressed in demand response programs which are targeted at providing better pricing signals to consumers to reduce natural gas demand and ensure that natural gas is allocated to its most optimal use.

Participants noted that an effective way to reduce demand may be to support improved performance standards for energy equipment and encourage demand response programs such as the introduction of time-of-day pricing in the commercial and residential sectors. Time-of-day pricing is already effectively used in the electric power sector to reduce peak load demand in the industrial sector in several provinces and many participants felt that time-of-day pricing can be feasible in the residential and commercial sectors, especially with government support in deployment of technological improvements in metering. Participants indicated that demand response programs, which help to reduce peak demand for electricity, also lowers the peak demand for natural gas, thereby reducing the severity of natural gas price extremes. Conversely, it was also noted that consumer rebate programs on energy prices may interfere with market price signals and encourage over-consumption.

Convergence of Electricity and Natural Gas Markets and Prices

An issue that came up repeatedly through the Roundtables was the relationship between the natural gas and electricity sectors. Several participants noted that electricity prices in many Canadian provinces are regulated and tend to reflect long-term average costs, while natural gas prices are market-based and can be very volatile. It was noted that these different pricing mechanisms can introduce some distortions into the market, including a bias to consume electricity instead of natural gas.

As an example, during the natural gas price spike in January 2001, it was reported that some homeowners in Vancouver bought baseboard electric heaters and turned off natural gas furnaces. These residential consumers were switching from natural gas to electricity based on the price signals they were receiving. However, much of the peak electricity was being generated from natural gas and this electricity was converted into heat in baseboard heaters at a lower efficiency than if the homes were heated directly with natural gas. In line with the suggestion to rely on market mechanisms, the majority of participants identified a need for more consistent approaches to pricing in these two energy markets to ensure efficient consumption decisions are made.

All participants encouraged governments to continue to rely on markets and market pricing to enable market participants to make the best economic decisions. More specifically, many participants suggested that provincial governments should be encouraged to allow electricity prices to more closely reflect their market value. Participants were of the view that this would increase understanding of total cost and lead to better and more informed decisions.

Demand-Side Management

Demand-side management (DSM) generally refers to non-pricing mechanisms that encourage more efficient use of energy. These mechanisms to a large extent are based on education and improving awareness. Participants discussed the possibilities for improving the efficiency of natural gas use in the residential and commercial sectors through DSM. Most major natural gas local distribution companies (LDCs) have had DSM programs in place for several years, and they indicated that these programs have helped reduce demand below the levels that would otherwise have occurred.

Discussion around DSM programs recognized that it is difficult to induce behavioural changes in energy use patterns if there are no strong price incentives. Further, it is generally very difficult to measure the success of DSM programs because it is difficult to assess the impact of a program against the changes that would have occurred in the absence of a program.

B.C. Hydro and Manitoba Hydro's "Power Smart" programs were cited by participants as examples of successful DSM programs in the electricity sector. While participants advised a cautious approach to DSM, most agreed that consumer education programs were definitely worthwhile. Most LDCs are required by their provincial regulators to provide educational material to residential customers in their bills. As mentioned previously, Natural Resources Canada also has an incentive program in place to encourage residential consumers to install more energy-efficient furnaces.

Natural Gas Price and Volatility

Key Observations

- *A closer relationship is expected between the price of natural gas and distillate fuel oils. Most participants expect North American natural gas prices in the range of US$4 to $6/MMBtu, given a West Texas Intermediate (WTI) oil price of about US$30/bbl.*
- *The expected tight balance between North American natural gas supply and demand and increased weather sensitivity of demand will lead to volatile natural gas prices.*
- *While tools exist to help mitigate the effects of price volatility, increasing costs and lower availability of these options in the future may limit their use.*
- *Clear price signals are important to enable both suppliers and consumers to make appropriate decisions concerning their energy use and investment.*

5.1 Outlook

In its 2003 report, *Canada's Energy Future*, the Board scenarios suggested that competition between natural gas and petroleum products would continue and a closer relationship would exist between the price of natural gas and lighter crude oil products such as distillate heating oils. Relative to crude oil, natural gas prices were assumed to rise and approach parity by 2010. However, energy price scenarios in that report were based on an average crude oil price assumption of US$22/bbl, significantly lower than the prevailing prices observed in the market today.

5.2 Natural Gas Prices and Volatility

Natural Gas Supply-Demand Fundamentals

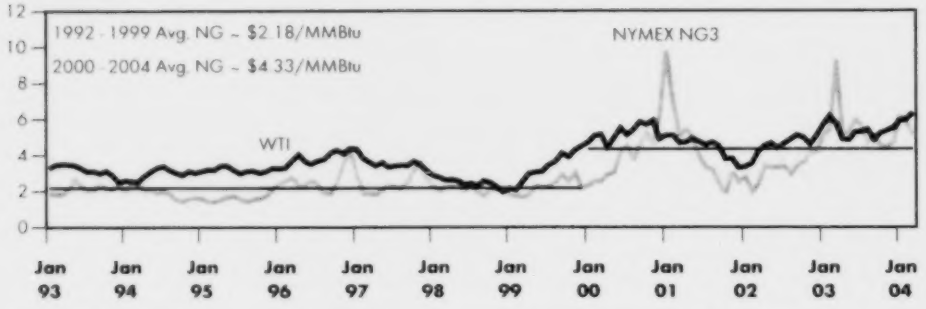
Participants agreed that there has been a step-change in the level of natural gas prices and that the market price reflects a tight balance in North American natural gas supply and demand. In this situation, participants suggested that North American natural gas prices are increasingly influenced by the cost of alternative fuels and the rising costs of finding and bringing new gas supply to market. In the period to 2010, North American gas production is expected to be rather flat, while North American natural gas consumption is projected to continue to grow (see Chapter 3, Natural Gas Supply and Chapter 4, Natural Gas Demand). As a result, a tight balance between natural gas supply and demand will influence natural gas prices for the remainder of the decade.

Energy markets are also more inter-related and the price of natural gas is increasingly influenced by the price of crude oil. Assuming that crude oil prices average in the range of US$24 to $35 per barrel, Roundtable participants agreed that NYMEX natural gas prices are likely to be in the range

FIGURE 3.1

Natural Gas Price and Volatility

US$/MMBtu



Source: NEB - *Canada's Energy Future - Scenarios for Supply and Demand to 2025* (July 2003)

of US$4 to $6/MMBtu. North American imports of LNG, while increasing, are not expected to have a significant impact on natural gas prices within this timeframe as most participants expect those volumes to be relatively small.

Changes to environmental specifications and restrictions on the use of traditional alternatives to natural gas, such as coal and heavy fuel oils, may further increase the demand for natural gas. Roundtable participants cautioned that reducing the capability to use these traditional fuels without a readily available replacement will limit fuel options, increase natural gas demand, and help support higher natural gas prices closer to the range set by lighter distillate fuel oils. This range is a significant increase from the past decade where natural gas prices tended to be bound by the price of coal and high sulfur heavy fuel oils.

Market Structure and Natural Gas Prices

Roundtable participants indicate that the evolving structure of the natural gas market and the increasing weather sensitivity of demand will tie natural gas prices more closely with electricity markets. New electric power generation not only has fewer alternative fuel options, but is more weather-sensitive than industrial consumption. Participants suggested that aligning weather-sensitive power and natural gas loads could potentially mean greater peak demand and higher natural gas and power prices during these peak periods. This introduces additional volatility from power markets and will also alter seasonal consumption and the role and opportunity of using storage to mitigate natural gas prices. Specifically, continuing growth in summer electricity demand for air conditioning will lead to higher natural gas demand and higher prices during the warmest summer months, leaving a greater burden on the milder but more unpredictable shoulder months to replenish storage levels for the winter heating season.

The price sensitive industrial load contains much of the current dual and alternate fuel use capability employed within the consuming sector. Many participants suggested that these industries have been faced with rising energy prices for a number of years and that much of the easily attainable gains in energy efficiency and cost reductions have already been made. As a result, participants indicated that the additional pressures from sustained high natural gas prices and volatility may result in substitution to another fuel or further reduction of this segment of demand in North America. While this may help to balance the overall level of demand to supply, the loss of the dual or alternative fuel capability is expected by participants to reduce the physical flexibility of the natural gas market to rapidly adjust demand in response to changing prices.

Furthermore, some participants believed that reduced liquidity in long-term gas sales and purchase transactions has also affected natural gas price volatility and the ability of parties to manage prices. Participants noted that the exit of many of the large energy marketers, concerns over the veracity of U.S. pricing indices, greater credit requirements, and the higher costs of hedging, have all contributed to a reduction in the level of transactions and in the opportunity to engage in long-term contracts. Participants suggested that the resulting reliance on short-term contracts and pricing presents less opportunity to manage long-term prices and may contribute to more volatile natural gas prices.

Managing Natural Gas Prices

Being the most price-sensitive and among the more sophisticated consumers, the large industrial sector may employ the greatest number of tools to help mitigate the effects of volatile prices. These include both physical and financial tools to respond to temporary or seasonal changes in gas supply and demand. Physical tools may include the use of storage, alternative fuels, or temporary production adjustments in response to energy prices. Financial tools are also used, especially for parties with few physical options. These tools may include contracting practices and financial hedges to manage the risk of uncertain and volatile prices. While these tools may help mitigate the effects of price volatility, they do not necessarily reduce the overall cost of natural gas. Rather, these tools may be viewed as insurance, where a premium is paid in exchange for more stability or certainty in price. Most participants also believed that the costs for physical protection or financial insurance against volatile prices will become greater in a market of sustained tightness in natural gas.

The residential, commercial and smaller industrial users, in aggregate, represent a very important part of Canadian energy demand and could play a very important role in influencing future energy prices. Because these consumers have limited fuel options available to them, the Roundtable participants suggested that clear natural gas price signals may provide the impetus to enable concerted action to reduce the aggregate demand of this consumer segment. To these smaller users, physical options include making choices, where available, to use other forms of energy (e.g. natural gas, fuel oil, wood, electricity) or simply conserving during times of high prices. Financial or commercial options are more limited, and include the choice of supplier and service/payment options to help smooth the impact of fluctuating energy prices.

5.3 Issues and Potential Action

In addition to understanding the views of Roundtable participants on future natural gas prices, participants were also asked to identify any potential actions that could be taken to help mitigate the effects of high or volatile prices.

Natural Gas Price Volatility

In light of the greater sensitivity of natural gas prices to weather and the electricity market, participants suggested that any encouragement and action that could enable a response from residential and commercial consumers to reduce gas demand during peak periods can have a meaningful and significant effect on short-term prices. Although these responses may not greatly change the overall level of consumption or the average price of natural gas, even a slight reduction in peak consumption through the aggregate response of these consumers could considerably moderate peak prices and reduce the volatility in short-term natural gas prices.

To illustrate this point, some participants referred to a recent situation in Toronto and New York that occurred in January 2004. Cold weather and regional infrastructure constraints resulted in a short-term spike in natural gas price up to US $70/MMBtu. However, the peak prices were driven by only a very small volume of consumption in the market. Participants suggested that providing timely and meaningful price signals directly to the end-user during such situations may be sufficient to encourage a small reduction in regional gas consumption. And, in this particular situation, the small reduction in demand could have had a considerable impact in moderating the short-term extremes observed in natural gas prices.

Participants also debated whether an LDC may be better positioned and therefore could be empowered to use financial tools or invest in regional infrastructure on behalf of the smaller gas consumers. It was noted that this raises other issues and would require changes to the mandate, cost recovery, and returns to the LDC if it were to perform this expanded function.

In general, most participants emphasized that decisions on mitigation actions, such as using financial tools or investing in physical infrastructure, are best left to the market participants who will choose the best course of action based on their level of tolerance and sensitivity to prices. It was suggested that removal of measures that contribute to inconsistent and mixed price signals, such as price ceilings, might allow suppliers and consumers to respond more effectively and swiftly to pricing changes.

Market Price Signals

There was wide agreement amongst participants that clear price signals are very important in a market-based economy to generate the appropriate responses across all market sectors. Participants pointed out a number of situations where mixed or unclear price signals may lead to less decisive and short-term responses, often with opposing actions and results. For example, timing delays in metering and billing, direct intervention in the form of price ceilings, and regulated prices may send unclear price signals and lead to less optimal decisions.

There was also consistent feedback across all Roundtable sessions that governments and regulators should resist the temptation to intervene in the market and instead should focus on enabling energy markets to function more efficiently. While recognizing that there are many challenges from high and volatile prices, Roundtable participants believed that timely and clear pricing signals are needed to enable suppliers and consumers of energy to make appropriate decisions in spending and in use of energy. Participants stressed that the high natural gas prices in today's market reflect the balance in the supply and demand of natural gas. Participants emphasized that these prices provide important signals that help to support the development of new and unconventional sources of gas supply, enable investment in infrastructure, and encourage improvement in consumption technology and adjustment in demand through equipment upgrade and conservation.

To support investment decisions for improving equipment, developing new supply, and expanding infrastructure, participants would also welcome actions that may help to provide long-term certainty in energy prices. For example, some participants suggested that clear regulatory encouragement for longer-term contracts may help to align risks and support infrastructure development. Investment may also be encouraged by ensuring confidence in the market through provision of information and by providing fair returns that are reflective of changing risk.

Timing and Quality of Pricing Information

Roundtable participants indicated a high level of confidence in the reliability and quality of the major Canadian natural gas pricing indices, which are based on actual trades from electronic platforms. Nevertheless, some participants suggest there are still opportunities to improve the timing and quality of public information related to energy prices for each consuming sector.

INFORMATION NEED

Key Observations

- *Need to re-affirm an energy policy framework based on freely functioning markets.*
- *There is no single source for Canadian energy information. Unbiased, timely and coordinated energy data is desired.*
- *There is a need for objective analysis and more information on Canadian energy demand (e.g., information on market structure, storage deliverability, fuel switching).*
- *Most parties believe that sufficient information is available on natural gas prices.*
- *There is scope for public education on new supply sources (i.e., LNG, CBM) and new end-use technologies.*

6.1 Energy Policy Framework

It was widely acknowledged during the Roundtables that the issues surrounding natural gas could not be dealt with in isolation from other energy commodities. As such, many participants suggested that governments need to reaffirm an energy policy framework, based on freely functioning markets that encompass all aspects of energy choices and is not solely focused on a single fuel. Participants also urged governments and regulators to resist the temptation to intervene in energy pricing and indicated that fiscal and regulatory frameworks to foster the development of alternative sources of energy and technologies should be strongly encouraged.

6.2 One-Window Access for Canadian Energy Data

Roundtable participants strongly agreed that information on natural gas prices is widely available, accepting that some regional markets may not be as liquid as others. Beyond prices, however, other types of energy information for Canada are widely dispersed across various providers including: the provinces, the Board, Statistics Canada, Natural Resources Canada, and private data sources to name a few. Contrast was made with the U.S., where the Energy Information Administration provides a convenient single source for most energy information. The vast majority of participants suggested that a central repository for Canadian energy information would be very useful in helping market sectors and governments make timely and informed decisions.

A "one-stop shop" or single window for energy data not only facilitates access to relevant information but also would yield more consistent data for all energy forms. It was suggested that there is a need for an objective party to step forward to lead and coordinate activities to provide a single window for Canadian energy information.

To explore the merits and assess the feasibility of a single source for Canadian energy data, it was suggested that the various agencies that compile statistics convene to examine ways to improve the quality and provision of Canadian energy statistics. In particular, many participants indicated that having access to integrated information and analysis will enable a better understanding of Canadian energy demand and new sources of gas supply.

6.3 Availability of Timely Data and Analyses

The broad understanding of energy market trends and issues can be enhanced by providing access to more complete, accurate, and timely data and by providing more in-depth and expanded market analyses. While a large amount of data and analysis can be purchased, many participants identified the need for reliable and timely data and analyses from a credible and unbiased source. Participants expressed particular interest in information on reserves, detailed Canadian demand data, and analysis on storage and peak deliverability. For example, participants indicated that it was difficult to get a good understanding of Canadian energy demand and the level of fuel switching and demand adjustments and suggested that better public information and analysis on end-use markets would be desirable.

Participants also suggested that there are numerous providers and sufficient information on energy prices and price formation. For NEB reports and market analysis, it was suggested that studies, which look out three to five years, correspond better with corporate planning horizons.

6.4 Public Information

Participants across the country identified a need for more public information on all energy matters. Specifically, it was suggested that governments and regulators had a role in informing the public on key emerging trends and issues. Some participants suggested it would be relevant for an authoritative organization such as the NEB to provide public forums with the aim to increase public awareness and understanding on energy matters. Keeping in mind the potential greater importance of LNG and CBM to Canada and North America, participants across the country acknowledged the need for more public and consumer information regarding specific topics, such as CBM development, emerging technologies, and safety of LNG. Some feel that currently the sole information source for the public is often a project promoter or special interest groups and that there is a need for an objective voice to improve public awareness on important gas market trends and issues.

6.5 Research

Recognizing the growing importance of new technology in the development of gas supply and effective management of energy demand, participants acknowledged the role and importance of research as a means to ensure sustainable markets beyond 2010. Technological developments were seen as key to increasing long-term energy supply and using natural gas more efficiently. Broadening the application of alternative energy was seen to be part of the solution. In this connection, some participants suggested there could be a coordinated approach for research on new upstream and end-use technologies and on the development of alternative sources of energy.

ROUNDTABLE PARTICIPANTS

Organization	Participants	
Agrium Inc.	Chris	Tworek
Alberta Department of Energy	Colin	Carrigy
Alberta Department of Energy	Barry	Rodgers
Alberta Energy and Utilities Board	Jim	Dilay
Association québécoise des utilisateurs industriels d'électricité	Luc	Boulanger
ATCO Pipelines	Bruce	McRae
Atlantic Institute for Market Studies	Dr. Thomas	Tucker
B.C. Ministry of Energy and Mines	Stirling	Bates
B.C. Ministry of Energy and Mines	Ines	Piccinino
BP Canada Energy Company	Stan	Penchuk
British Columbia Utilities Commission	Brian	Williston
Calpine Canada	David	Sterna
Canadian Association of Petroleum Producers	Greg	Stringham
Canadian Association of Petroleum Producers	Mark	Pinney
Canadian Chemical Producers Association	David	Goffin
Canadian Electricity Association	Hans	Konow
Canadian Energy Research Institute	Paul	Mortensen
Canadian Energy Research Institute	Matt	Ayres
Canadian Gas Association	Bryan	Gormley
Cargill Power & Gas Markets	Mark	Stach
Central Heat Distribution Limited	John	Barnes
CIBC World Markets Inc.	Andrew	Potter
Consultant	Julie	Girvan
Consumers' Association of Canada - Alberta Chapter	James A.	Wachowich
Corridor Resources Inc.	Norm	Miller
Direct Energy Marketing	Tony	Zaremba
Direct Energy Marketing Ltd.	Pascale	Duguay
Dofasco Inc.	Paul	Smith
Domtar Inc.	Josée	Latreille
Duke Energy	Denis	Marcoux
Duke Energy Gas Transmission	Greg	Staple
Duke Energy Gas Transmission	Troy	Adams
Emera Energy Inc.	Ian	Johnston

Enbridge Gas Distribution Inc.	Dave	Charleson
Enbridge Gas New Brunswick	Rock	Marois
Enbridge Gas New Brunswick	Shelley	Black
Encana Corporation	Steve	Brink
Encana Corporation	Paul	Gagné
Energy Probe	Tom	Adams
EPCOR	Fred	Shafai
EPCOR	Glen	Hensbergen
Falconbridge Limited	Lauri	Gregg
Gaz Métropolitain Inc.	Normand	Stevenson
Gaz Métropolitain Inc.	Johanne	Paquin
Hydro-Québec	Suzanne	Boisclair
Industrial Gas Users Association	Peter	Fournier
Imperial Oil	James	Hughes
Inco Limited	John	LeMay
Industrial Gas Consumers Association of Alberta	Norm	MacMurchy
Irving Oil Limited	Mark	Brown
Ispat Sidbec Inc.	Jean-Paul	Schaack
Maritimes and Northeast Pipeline Management Limited	Steve	Rankin
Maritimes and Northeast Pipeline Management Limited	Ian	Leadley
MGV Energy Inc.	George	Voneiff
Ministère des Ressources naturelles, faune et parcs	Ronald	Richard
Natural Gas Exchange Inc.	Peter	Krenkel
Natural Gas Steering Committee	Daniel	Potts
Natural Resources Canada	John	Foran
New Brunswick Department of Energy	Jean	Finn
New Brunswick Department of Energy	Jim	Knight
NB Power	Michael	Bourque
NB Power	Rick	McGivney
NB Power	Bill	Marshall
New Brunswick Board of Commissioners of Public Utilities	John	Lawton
New Brunswick Board of Commissioners of Public Utilities	Doug	Goss
Noranda Inc.	Denis	Coté
Norsk Hydro Canada	Michel	Brouillette
Nova Chemicals (Canada) Ltd.	Mike	Elliott
Nova Scotia Department of Energy	Bill	O'Halloran
Nova Scotia Power Inc.	Angela	Trenholm
Ontario Energy Association	Bernard	Jones
Ontario Energy Board	Mark	Garner
Ontario Energy Board	Hima	Desai
Ontario Ministry of Energy	Dr. Bryne	Purchase
Ontario Power Generation	Paul J.	Burke
Régie de l'énergie	Robert	Meunier
Shell Canada Limited	Larry	Marks

Tembec Inc.	Paul	Dottori
Terasen Gas Inc.	Doug	Stout
TransAlta Corporation	Will	Bridge
TransCanada Pipelines Limited	Hank	Petranik
TransCanada Pipelines Limited	Bill	Langford
Union Gas Limited	Steve	Baker
Union Gas Limited	Mark	Isherwood
West Fraser Timber Co. Ltd.	Dave	Humber
WPS Energy Services, Inc.	Claude	Morneault

QUESTIONS FOR ROUNDTABLE DISCUSSION

In preparing your participation, you may wish to consider the following questions:

1. How do you see the market unfolding to 2010? Do you concur that it is highly likely that there will be a tight natural gas market?
2. What do you see as the prospects for:
   - natural gas supply developments?
   - patterns of natural gas consumption?
   - natural gas pricing and contracting practices?
3. How do you see natural gas transportation and delivery infrastructure evolving?
4. What actions should be taken to improve the prospects of developing additional supplies of natural gas to the end of the decade?
5. How can the efficiency and the manner in which natural gas is consumed be improved?
6. How can the effects of natural gas price volatility be mitigated?
7. Are there any information gaps in the market and, if so, how might these best be closed?

In addressing the actions that could be taken with respect to the above questions, please consider the role of the various market participants, including producers, pipeline companies, distribution companies, large and small end-users, provincial and federal governments, and provincial, and federal regulatory agencies.

Office national de l'énergie

National Energy Board

Un regard vers 2010

Des marchés du **gaz naturel** en transition

Évaluation du marché de l'énergie • août 2004

Canada

Office national de l'énergie

National Energy Board

Un regard vers 2010

Des marchés du **gaz naturel** en transition

Évaluation du marché de l'énergie • août 2004

Canada

Autorisation de reproduction

Le contenu de cette publication peut être reproduit à des fins personnelles, éducatives et(ou) sans but lucratif, en tout ou en partie et par quelque moyen que ce soit, sans frais et sans autre permission de l'Office national de l'énergie, pourvu qu'une diligence raisonnable soit exercée afin d'assurer l'exactitude de l'information reproduite, que l'Office national de l'énergie soit mentionné comme organisme source et que la reproduction ne soit présentée ni comme une version officielle ni comme une copie ayant été faite en collaboration avec l'Office national de l'énergie ou avec son consentement.

Pour obtenir l'autorisation de reproduire l'information contenue dans cette publication à des fins commerciales, faire parvenir un courriel à : info@neb-one.gc.ca

Permission to Reproduce

Materials may be reproduced for personal, educational and/or non-profit activities, in part or in whole and by any means, without charge or further permission from the National Energy Board, provided that due diligence is exercised in ensuring the accuracy of the information reproduced; that the National Energy Board is identified as the source institution; and that the reproduction is not represented as an official version of the information reproduced, nor as having been made in affiliation with, or with the endorsement of the National Energy Board.

For permission to reproduce the information in this publication for commercial redistribution, please e-mail: info@neb-one.gc.ca

Sa Majesté la Reine du chef du Canada représentée par l'Office national de l'énergie 2004

N° de cat. NE23-118/2004F
ISBN 0-662-76870-1

Ce rapport est publié séparément dans les deux langues officielles.

Demandes d'exemplaires :
Bureau des publications
Office national de l'énergie
~~444~~, Septième Avenue S.-O.
Calgary (Alberta) T2P 0X8
Courrier électronique : publications@neb-one.gc.ca
Télécopieur : (403) 292-5576
Téléphone : (403) 299-3562
1-800-899-1265
Internet : www.neb-one.gc.ca

Des exemplaires sont également disponibles à la bibliothèque de l'Office :
Rez-de-chaussée

Imprimé au Canada

© Her Majesty the Queen in Right of Canada as represented by the National Energy Board 2004

Cat. No. NE23-118/2004E
ISBN 0-662-37107-0

This report is published separately in both official languages.

Copies are available on request from:
The Publications Office
National Energy Board
~~444~~ Seventh Avenue S.W.
Calgary, Alberta, T2P 0X8
E-Mail: publications@neb-one.gc.ca
Fax: (403) 292-5576
Phone: (403) 299-3562
1-800-899-1265
Internet: www.neb-one.gc.ca

For pick-up at the NEB office:
Library
Ground Floor

Printed in Canada

TABLE DES MATIÈRES

Liste des figures ii

Liste des sigles, unités de mesure et facteurs de conversion iii

Avant-propos iv

Résumé et mesures possibles v

Chapitre 1 : Introduction 1

Chapitre 2 : Renseignements généraux mis à la disposition des participants aux tables rondes 3

Chapitre 3 : Offre de gaz naturel 7
- 3.1 Perspectives 7
- 3.2 Offre de gaz naturel classique 7
- 3.3 Offre de gaz non classique 9
- 3.4 Gaz naturel liquéfié 10
- 3.5 Enjeux et mesures possibles 11

Chapitre 4 : Demande de gaz naturel 13
- 4.1 Introduction 13
- 4.2 Perspectives de la demande de gaz naturel 13
- 4.3 Enjeux et mesures possibles 16

Chapitre 5 : Prix du gaz naturel et volatilité 20
- 5.1 Perspectives 20
- 5.2 Prix du gaz naturel et volatilité 20
- 5.3 Enjeux et mesures possibles 23

Chapitre 6 : Besoin d'information 25
- 6.1 Cadre de politique énergétique 25
- 6.2 Point d'accès unique aux données sur l'énergie au Canada 25
- 6.3 Accessibilité à des données et des analyses en temps opportun 26
- 6.4 Information à l'intention du grand public 26
- 6.5 Recherche 27

Annexe 1 : Participants aux tables rondes 28

Annexe 2 : Questions pour discussion en table ronde 31

FIGURES

2.1	Productibilité de gaz naturel du BSOC	3
2.2	Demande de gaz naturel nord-américaine	4
2.3	Prix du gaz naturel AECO-C	5
3.1	Offre de gaz naturel au Canada — Pression de l'offre	8
4.1	Demande de gaz naturel au Canada — Techno-Vert	14
5.1	Prix du gaz naturel et volatilité	21

LISTE DES SIGLES, UNITÉS DE MESURE ET FACTEURS DE CONVERSION

Sigles

BSOC	Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien
EIA	*Energy Information Administration* des États Unis
ÉMÉ	Évaluation du marché de l'énergie
GNL	Gaz naturel liquéfié
MGH	Méthane des gisements houillers
NG3	Contrat de gaz naturel en fonction du cours de clôture moyen sur 3 jours à la NYMEX
NYMEX	New York Mercantile Exchange
ONÉ	Office national de l'énergie
PEEIC	Programme d'économie d'énergie dans l'industrie canadienne
SDL	Société de distribution locale
WTI	West Texas Intermediate

Unités de mesue

b	baril
GJ	gigajoule
Gpi^3	milliard de pieds cubes
Gpi^3/j	milliard de pieds cubes par jour
m^3	mètre cube
MBTU	million de BTU
Mm^3/j	million de mètres cubes par jour
Mpi^3/j	million de pieds cubes par jour
MW	mégawatt
Tpi^3	billion de pieds cubes

Facteurs de conversion

1 million de m^3	= 35,3 millions de pieds cubes
1 GJ	= 0,95 MBTU

Avant-propos

Dans le cadre de son mandat au titre de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, l'Office national de l'énergie (l'ONÉ ou l'Office) est tenu d'étudier et d'analyser les perspectives touchant l'offre de tous les produits énergétiques (y compris l'électricité, le pétrole, le gaz naturel et les liquides de gaz naturel), ainsi que la demande de ressources énergétiques canadiennes sur le marché intérieur et les marchés étrangers. L'Office publie des rapports d'Évaluation du marché de l'énergie (ÉME) qui examinent diverses facettes des marchés de l'énergie du Canada. Ces rapports présentent des évaluations à long terme de l'avenir énergétique du pays de même que des données sur les questions énergétiques actuelles et à court terme.

En outre, il incombe à l'Office des responsabilités de surveillance particulières à l'intérieur du cadre réglementaire dont il est chargé. L'Office doit ainsi surveiller les marchés de l'énergie du Canada afin de s'assurer que les activités qui s'y déroulent permettent de répondre aux besoins énergétiques canadiens à des prix équitables.

À l'origine du présent rapport, l'Office a mené des discussions dans le cadre de huit tables rondes en février 2004 réunissant des intervenants choisis des villes de Toronto, d'Ottawa, de Montréal, de Fredericton, de Vancouver et de Calgary. L'objectif de ces discussions était de recueillir des points de vue sur la façon dont les marchés du gaz naturel pouvaient évoluer, notamment sur les mesures possibles qui pourraient être prises par les organismes de réglementation, le gouvernement et les participants au marché afin de faciliter une transition plus en douceur jusqu'à la fin de la décennie. L'Office apprécie les perspectives et commentaires qui lui ont été communiqués lors de ces consultations. Il tient à remercier tous les participants qui ont contribué de leur temps comme de leur expertise (annexe 1).

Quiconque souhaite utiliser le présent rapport pour étayer son témoignage dans une instance réglementaire peut le soumettre à cette fin, comme c'est le cas pour tout autre document public. Une partie qui agit de la sorte est réputée avoir adopté l'information déposée et peut se voir poser des questions au sujet de cette dernière.

Résumé et mesures possibles

En juillet 2003, l'Office a publié un rapport, intitulé *L'avenir énergétique au Canada : scénarios sur l'offre et la demande jusqu'à 2025*, présentant les principaux problèmes et facteurs d'incertitude susceptibles, à long terme, d'agir sur l'offre et la consommation d'énergie au Canada. Plus particulièrement, les scénarios avancés dans ce rapport traitaient de perspectives où les possibilités d'accroître l'offre de gaz naturel seraient limitées alors que la demande pour ce même gaz risquerait fort d'augmenter. Les scénarios ont envisagé un équilibre précaire entre l'offre et la demande de gaz naturel, ce qui signifierait presque assurément des prix élevés et instables à moyen terme pour ce gaz, jusqu'à ce que des rajustements puissent être apportés en raison de nouvelles sources d'approvisionnement ou d'une réduction de la consommation.

À plus long terme, on est justifié de prévoir l'élargissement de l'offre de gaz avec l'exploitation plus étendue des sources non classiques et des régions pionnières ainsi qu'avec l'accroissement de la capacité d'importation de gaz naturel liquéfié (GNL). Toujours au fil du temps, il sera davantage possible d'apporter des rajustements importants à la consommation de gaz naturel, sans compter l'adoption de nouvelles technologies favorisant le recours à d'autres sources d'énergie. Toutefois, il existe des préoccupations au sujet de la période de transition menant jusqu'à la fin de la décennie, alors que les occasions d'accroître l'offre de gaz et de beaucoup modifier la demande pourraient être plus limitées.

En février 2004, l'Office a mené des discussions dans le cadre de huit tables rondes (les tables rondes) au cours desquelles des participants au marché triés sur le volet ont eu l'occasion, dans six villes d'un bout à l'autre du pays, d'examiner la façon dont les marchés du gaz naturel pouvaient évoluer d'ici la fin de la décennie et de cerner des mesures possibles pouvant être prises par les organismes de réglementation, le gouvernement et les participants au marché eux-mêmes afin de faciliter une transition plus en douceur. En particulier, les tables rondes ont cherché à examiner les questions suivantes plus en détail :

- Quelles sont les nouvelles sources d'approvisionnement en gaz qu'il faudrait envisager et quels sont les principaux problèmes ou obstacles éventuels qui se posent à leur mise en valeur?
- Quelles sont les répercussions sur les consommateurs de gaz naturel et quels sont les rajustements à la demande qui pourraient être apportés afin d'en arriver à un équilibre avec l'offre disponible?
- Quelles sont les mesures qui pourraient favoriser l'accroissement de l'offre de gaz naturel et promouvoir une utilisation plus efficace de ce gaz, tout en contrant les effets de prix élevés et instables?
- Y a-t il des données manquantes qui, si elles étaient connues, pourraient mener à la prise de meilleures décisions dans le domaine de l'énergie?

L'Office a invité un large éventail de parties intéressées et d'intervenants à prendre part aux tables rondes. Les participants représentaient donc les consommateurs de gaz naturel, les producteurs, les organismes de réglementation et gouvernementaux, les sociétés de distribution locales, les entreprises pipelinières, les groupes environnementaux ainsi que diverses associations et divers fournisseurs de services, au courant des questions propres au secteur du gaz naturel et prenant une part active à leur résolution. Dans la grande majorité des cas, les invités se sont présentés et en tout, quelque 90 participants ont mis en commun leur expertise et leurs connaissances personnelles au sujet du marché du gaz naturel et sur les questions de transition propres à l'approvisionnement, à la consommation ou aux incidences de l'information et des prix.

Les participants de partout au pays se sont entendus dans une large mesure sur le fait que l'équilibre entre l'offre et la demande de gaz naturel demeurerait probablement précaire jusqu'à la fin de la décennie car il sera difficile à l'offre de suivre la croissance prévue de la demande. La production de gaz naturel canadien devrait normalement se maintenir aux alentours de 17 Gpi^3/j (481 Mm^3/j) alors que le gaz non classique comme le méthane des gisements houillers (MGH) sera toujours plus présent aux côtés de la production classique tirée du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien. Les participants prévoient aussi qu'il sera difficile de faire augmenter l'offre en gaz à partir des autres bassins existants en Amérique du Nord et qu'il est probable que toute augmentation, le cas échéant, proviendra du delta du Mackenzie et du GNL. Cependant, il est prévu qu'il faudra attendre jusqu'aux alentours de la fin de la décennie avant de pouvoir profiter du gaz des régions nordiques et des incidences du GNL.

Compte tenu du fait qu'il est peu probable que l'approvisionnement en gaz naturel augmentera de façon substantielle pendant ce laps de temps, il faudra apporter des rajustements à la demande pour la maintenir en équilibre avec l'offre. Par conséquent, il faut s'attendre à une concurrence entre les usagers et à la poursuite de la réduction au niveau de certaines composantes de la demande industrielle. Les principaux enjeux relevés par les participants aux tables rondes évoluent autour de la gestion des répercussions éventuelles de prix plus élevés sur le secteur industriel et sur les moyens à trouver afin de pouvoir utiliser le gaz naturel plus efficacement.

Personne vraiment ne s'oppose au fait que les prix du gaz naturel ont graduellement progressé et que ceux exigés sur le marché reflètent l'équilibre précaire qui existe, en Amérique du Nord, entre l'offre et la demande. Dans de telles conditions, les prix du gaz naturel sur le continent nord-américain sont de plus en plus influencés par le prix des autres combustibles, ainsi que par les coûts croissants liés à la découverte et à la mise en marché de nouvelles sources d'approvisionnement en gaz. En supposant que les prix moyens du pétrole brut se situent dans la fourchette des 24 $US à 35 $US le baril, les participants s'attendent que les prix du gaz naturel à la NYMEX varient entre 4 $US et 6 $US par MBTU. Par ailleurs, les modifications à la structure de la demande, au profit d'une charge dépendant davantage de la température et de pratiques contractuelles à plus court terme, pourraient accroître la vulnérabilité du marché du gaz naturel face à une volatilité accrue des prix de ce gaz pendant la période étudiée.

Le message de fond constamment répété par les participants aux tables rondes est que des signaux de prix clairs et transparents sont requis pour permettre aux participants au marché de prendre des décisions informées, tandis que le gouvernement et les organismes de réglementation devraient continuer de privilégier les mécanismes commerciaux pour le bon fonctionnement des marchés de l'énergie. Les prix plus élevés du gaz naturel sur le marché actuel sont perçus comme des signaux importants qui favorisent la mise en valeur de nouvelles sources d'approvisionnement en gaz, permettent des investissements dans l'infrastructure et vont dans le sens d'améliorations de l'efficacité énergétique de l'équipement ainsi que de la prise de nouvelles habitudes de consommation. Les participants aux tables rondes ont en outre fait remarquer que le gouvernement et les organismes de réglementation devaient jouer un rôle lorsqu'il s'agit d'aider à surmonter les obstacles posés au

fonctionnement efficace des marchés. On a suggéré que les organismes de réglementation pouvaient clarifier, rationaliser et coordonner les processus de réglementation pour réduire les coûts et les risques associés à de nouveaux projets énergétiques, alors que le gouvernement pouvait jouer un rôle de taille en fournissant des renseignements complets et en temps opportun sur l'énergie au Canada lorsque cette information n'était pas facilement accessible.

Principaux thèmes au niveau des mesures cernées par les participants

Certains thèmes ont clairement ressorti des discussions menées dans le cadre des tables rondes quant aux problèmes associés aux marchés du gaz naturel d'ici 2010 et aux mesures pouvant être prises en vue d'une transition plus en douceur. Les points de vue et suggestions des participants ont grandement aidé l'Office lorsqu'il s'est penché sur ce qu'il pouvait faire afin de permettre au marché de fonctionner plus efficacement.

Continuer d'accorder de l'importance aux prix et aux forces du marché

Un message de fond constamment répété par les participants aux tables rondes est que les décideurs et le gouvernement devraient continuer de privilégier les mécanismes commerciaux pour le bon fonctionnement des marchés de l'énergie. Surtout, ils ont indiqué que des signaux de prix clairs et transparents sont requis par les participants au marché afin que ceux-ci puissent prendre des décisions informées, tandis que le gouvernement et les organismes de réglementation ont un rôle à jouer lorsqu'il s'agit d'aider à surmonter les obstacles posés au fonctionnement efficace des marchés. De meilleurs signaux de prix peuvent être obtenus par l'amélioration de l'information et l'élimination des distorsions comme les prix plafonds.

À l'appui des décisions d'investissement pour l'amélioration de l'équipement, la mise en valeur de nouvelles sources d'approvisionnement et l'élargissement de l'infrastructure, les participants ont suggéré l'adoption de programmes incitatifs clairs, par voie de règlement, pour des contrats à plus long terme qui pourraient contribuer à la mise à niveau des risques et du soutien accordé. Qui plus est, la confiance dans les mécanismes commerciaux et les investissements à l'intérieur du secteur de l'énergie pourraient être accrus grâce à l'offre d'information ainsi qu'à l'obtention de rendements équitables qui tiennent compte de l'évolution du risque.

En général, la plupart des participants ont insisté sur le fait que les décisions relatives aux mesures d'atténuation, qu'il s'agisse par exemple du recours à des outils financiers ou d'investissements dans l'infrastructure physique, auraient avantage à être laissées aux participants au marché, qui choisiront la meilleure façon de procéder en fonction de leur propre situation.

Réduire au minimum les obstacles inutiles à la mise en valeur de sources d'approvisionnement

Les participants aux tables rondes ont avancé qu'en travaillant ensemble, les organismes de réglementation pouvaient réduire au minimum les retards au niveau des processus réglementaires, permettant la prise de décisions en temps plus opportun et facilitant la mise en valeur de sources d'approvisionnement. Plus précisément, on a invité les organismes de réglementation qui évoluent dans des secteurs de responsabilité différents à collaborer de manière à éliminer chevauchements et redondances, tout en éclaircissant certains points dans des secteurs où les limites de compétence ne sont pas claires. Les participants ont souligné que cette façon de procéder ferait gagner du temps, en plus de permettre de réaliser des économies, dans le contexte des audiences publiques et des autres

instances réglementaires, sans compromettre les objectifs visés par les divers règlements en cause. À l'inverse, l'inefficacité des processus d'autorisation et d'approbation nécessitera davantage de temps, de sorte que les coûts des projets pourraient être plus élevés, tout comme les risques découlant de l'évolution de la conjoncture pendant ce temps.

Au-delà des améliorations à la réglementation, des mesures peuvent être prises pour accroître la quantité de même que l'accessibilité de l'information visant à permettre une meilleure compréhension des grandes questions énergétiques et des nouvelles sources d'approvisionnement en gaz, comme le MGH et le GNL.

D'autres mesures possibles énoncées par les participants et touchant les incitations au forage, la structure du régime des redevances, les ressources réglementaires provinciales et les approbations de forage, se trouvent hors du champ d'action et de compétence de l'ONÉ. Ces suggestions sont néanmoins présentées au chapitre 3 du présent rapport pour étude par les parties appropriées.

Traiter des enjeux découlant d'une demande croissante

À l'égard de la gestion de la demande et de la possibilité d'apporter les rajustements appropriés, au niveau de la consommation, de façon à assurer un nouvel équilibre avec l'offre, les participants aux tables rondes ont appuyé sur le fait que la réaction première devrait être d'améliorer la fiabilité des mécanismes commerciaux chaque fois que possible. Les participants sont d'avis qu'il est possible d'améliorer les mécanismes commerciaux en adoptant des règles cohérentes s'appliquant à tous les marchés de l'énergie et en fournissant aussi aux consommateurs des signaux de prix précis en temps opportun.

En plus d'améliorer les signaux aux consommateurs et de les transmettre en temps opportun, les participants ont proposé que des mesures soient également prises pour favoriser l'efficacité énergétique, sensibiliser le public davantage aux questions dans ce domaine et s'assurer que les consommateurs comprennent les différents choix qui s'offrent à eux en la matière. Les participants ont par ailleurs évoqué la possibilité d'incitations de nature financière visant à privilégier le recours à de l'équipement plus efficace sur le plan de l'énergie, au même titre que des modifications aux règlements sur l'environnement afin d'offrir un plus grand nombre de solutions énergétiques aux industries et ainsi réduire la demande de gaz naturel ou donner plus de temps pour la transition.

Nombre de ces suggestions vont au-delà du mandat de l'ONÉ. Elles sont quand même énumérées au chapitre 4 par souci d'intégrité et pour que les parties appropriées puissent en prendre connaissance.

Transmettre de l'information objective de grande qualité en temps opportun

Les participants de partout au pays ont reconnu le besoin d'une information publique plus étendue sur toutes les questions d'énergie. On a ainsi laissé entendre que le gouvernement et les organismes de réglementation avaient un rôle à jouer lorsqu'il s'agit d'informer le public sur les grands enjeux et tendances naissants dans le domaine de l'énergie. Une bonne compréhension de ces enjeux et tendances est possible en fournissant un accès à des données complètes, précises et en temps opportun, ainsi que des analyses à la fois plus larges et plus en profondeur sur les questions importantes. Les participants ont suggéré que les divers organismes qui produisent des statistiques se réunissent afin d'examiner comment améliorer la qualité et la diffusion de telles statistiques sur l'énergie au Canada. En particulier, nombreux sont ceux qui ont indiqué qu'un meilleur accès à des analyses et des renseignements intégrés, à partir d'un dépôt central, seraient à l'origine de données

sur l'énergie plus complètes et plus cohérentes, tout en permettant une meilleure compréhension de la demande énergétique au Canada et des nouvelles sources d'approvisionnement en gaz.

Les participants ont également relevé des écarts et des lacunes touchant l'information actuelle sur le marché de l'énergie du Canada, en plus de cerner les secteurs où les organismes publics pouvaient aider à combler ces écarts. Plus spécifiquement, pour la plupart, les participants ont convenu qu'il est difficile d'obtenir de l'information et des analyses détaillées sur la demande énergétique au Canada ainsi que sur la commutation de combustibles, alors que cette information serait très utile pour comprendre la dynamique et les tendances du marché du gaz naturel au pays.

Réaction de l'ONÉ et mesures

Les mesures possibles reconnues à l'occasion de ces tables rondes ne se limitent pas à l'Office et peuvent viser d'autres participants au marché, décideurs et organismes de réglementation. Même s'il ne faut pas supposer que l'Office soutient toutes les vues et toutes les suggestions exprimées par les participants aux tables rondes, il a remarqué qu'il existait des secteurs où ses activités actuelles pouvaient aller dans le sens de telles suggestions. L'Office a aussi cerné des domaines, à l'intérieur de son mandat, où il était prêt à prendre des mesures précises ou à s'allier avec d'autres si le soutien est grand pour la mise en œuvre de telles mesures.

L'Office apprécie les points de vue sur le marché du gaz naturel énoncés par les participants aux tables rondes. Au fil des nouvelles évaluations du marché de l'énergie qui seront effectuées sur divers sujets, l'Office a l'intention d'envisager le recours à des forums de même nature et à d'autres mécanismes afin de connaître l'opinion des parties intéressées sur les questions étudiées.

1. Améliorer l'efficacité de la réglementation

Les participants aux tables rondes ont invité les organismes de réglementation ou gouvernementaux à collaborer afin de rationaliser les processus réglementaires en éliminant les chevauchements et en éclaircissant certains points dans des secteurs où les limites de compétence ne sont pas claires. Dans un tel contexte, l'Office :

- continuera de jouer un rôle proactif de chef de file afin d'élaborer des processus réglementaires coordonnés, clairs et prévisibles, surtout au niveau des régions pionnières ou dans les autres secteurs où il pourrait exister des chevauchements de compétences et où les occasions de mise en valeur de nouvelles sources d'approvisionnement sont grandes;
- étudiera la possibilité d'apporter des changements aux processus réglementaires qui pourraient mener à de meilleures décisions sans pour autant compromettre les objectifs visés par la réglementation;
- favorisera un degré de confiance accru et la sensibilisation du public, sur les questions énergétiques et les mécanismes commerciaux, en proposant de l'information objective factuelle au sujet des marchés de l'énergie et des questions émergentes.

2. Améliorer l'offre d'information sur le marché de l'énergie

Les participants ont fait valoir qu'une meilleure compréhension des enjeux dans le secteur de l'énergie pouvait découler d'un meilleur accès à des données de plus grande qualité sur ce secteur au Canada et à la production d'analyses plus en profondeur sur les questions importantes. Même si l'Office produit

déjà bon nombre de rapports et d'analyses sur les marchés de l'énergie, il est prêt, en association avec d'autres organismes s'il le faut, à :

- jouer un rôle actif pour améliorer l'offre d'information sur l'énergie au Canada
  - en assurant la coordination avec d'autres fournisseurs de données sur l'énergie au pays pour faire en sorte que celles-ci soient complètes et accessibles en temps opportun, tout en travaillant à la diffusion de l'information par la voie d'un point d'accès ou d'un guichet unique;
  - en envisageant la possibilité de créer des partenariats avec Statistique Canada, les usagers canadiens, des associations de consommateurs et d'autres parties, afin de fournir de l'information et des analyses détaillées en temps opportun sur la demande énergétique au Canada;
- produire de l'information et des analyses en profondeur sur des points importants spécifiques comme
  - les problèmes et les coûts associés à des sources d'énergie autres que le gaz naturel;
  - les autres méthodes de production d'électricité, notamment le charbon épuré, l'énergie éolienne et le méthane tiré des ordures ménagères;
  - les nouvelles sources émergentes d'approvisionnement en gaz, par exemple le GNL et les gaz non classiques.

INTRODUCTION

En juillet 2003, l'Office a publié un rapport, intitulé *L'avenir énergétique au Canada : scénarios sur l'offre et la demande jusqu'à 2025 (L'avenir énergétique au Canada)*, présentant les principaux enjeux et facteurs d'incertitude susceptibles, à long terme, d'agir sur l'offre et la consommation d'énergie au pays. Plus particulièrement, les scénarios avancés dans ce rapport traitaient de perspectives où les possibilités d'accroître l'offre de gaz naturel seraient limitées alors que la demande pour ce même gaz risquerait fort d'augmenter. Les scénarios ont envisagé un équilibre précaire entre l'approvisionnement en gaz naturel et la demande, ce qui signifierait presque assurément des prix élevés et instables à moyen terme pour ce gaz, jusqu'à ce que des rajustements puissent être apportés en raison de nouvelles sources d'approvisionnement ou d'une réduction de la consommation.

À plus long terme, on est justifié de prévoir l'élargissement de l'offre de gaz avec l'exploitation plus étendue des sources non classiques et des régions pionnières ainsi qu'avec l'accroissement de la capacité d'importation de gaz naturel liquéfié (GNL). Toujours au fil du temps, il sera davantage possible d'apporter des rajustements importants à la consommation de gaz naturel, sans compter l'adoption de nouvelles technologies favorisant le recours à d'autres sources d'énergie. Toutefois, au cours de la période de transition jusqu'à la fin de la décennie, ces possibilités de rajustement de l'offre et de la demande de gaz devraient normalement être plus limitées.

En février 2004, l'Office a organisé des discussions dans le cadre de huit tables rondes (les tables rondes) au cours desquelles des participants au marché triés sur le volet ont eu l'occasion, dans six villes d'un bout à l'autre du pays, d'examiner la façon dont les marchés du gaz naturel pouvaient évoluer d'ici la fin de la décennie et de cerner des mesures possibles pouvant être prises par les organismes de réglementation, le gouvernement et les participants au marché eux-mêmes afin de faciliter une transition plus en douceur. En particulier, les tables rondes ont cherché à examiner les questions suivantes plus en détail :

- Quelles sont les nouvelles sources d'approvisionnement en gaz qu'il faudrait envisager et quels sont les principaux problèmes ou obstacles éventuels qui se posent à leur mise en valeur?
- Quelles sont les répercussions sur les consommateurs de gaz naturel et quels sont les rajustements à la demande qui pourraient être apportés afin d'en arriver à un équilibre avec l'offre disponible?
- Quelles sont les mesures qui pourraient favoriser l'accroissement de l'offre de gaz naturel et promouvoir une utilisation plus efficace de ce gaz, tout en contrant les effets de prix élevés et instables?
- Y a-t il des données manquantes qui, si elles étaient connues, pourraient mener à la prise de meilleures décisions dans le domaine de l'énergie?

L'Office a invité un large éventail de parties intéressées et d'intervenants à prendre part aux tables rondes. Les participants représentaient notamment les consommateurs de gaz naturel, les producteurs, les organismes de réglementation et gouvernementaux, les sociétés de distribution locales, les entreprises pipelinières, les groupes environnementaux ainsi que diverses associations et divers fournisseurs de services, au courant des questions propres au secteur du gaz naturel et prenant une part active à leur résolution. Dans la grande majorité des cas, les invités se sont présentés et en tout, quelque 90 participants ont mis en commun leur expertise et leurs connaissances personnelles, au sujet du marché du gaz naturel et sur les questions de transition propres à l'approvisionnement, à la consommation ou aux incidences de l'information et des prix.

Un document de discussion rédigé par l'Office afin d'aider les participants aux tables rondes à s'y préparer est présenté au chapitre 2. Ce document comprend une évaluation générale des contraintes associées à l'offre de gaz naturel, aux prix du gaz et à la demande (selon l'analyse contenue dans *L'avenir énergétique du Canada*) ainsi qu'une liste de questions (annexe 2) visant une meilleure compréhension de la dynamique du marché du gaz naturel. Même si les marchés canadien et américain du gaz naturel se sont graduellement transformés pour former un marché nord-américain intégré, les tables rondes se sont surtout concentrées sur ce qui se passe au Canada.

Les participants de partout au pays ont, dans une large mesure, souscrit aux perspectives de l'Office et à son évaluation à l'effet que le marché du gaz naturel continuera d'être en équilibre précaire jusqu'à la fin de la décennie. En fait, nombreux sont les participants qui ont reconnu que l'époque des accroissements sans peine de l'offre de gaz est révolue et qui croient qu'il est important, pour l'ensemble des Canadiens et pour les décideurs, d'admettre cette réalité. Un participant a fait remarquer que « la situation de l'offre de gaz est troublante ». Un autre a avancé que « le Canada se trouve à la croisée des chemins » en ce qui a trait à l'industrie du gaz naturel, faisant remarquer que les choix effectués et les mesures adoptées aujourd'hui auront d'importantes répercussions sur la façon dont le pays gérera la transition, jusqu'en 2010 et au-delà. Enfin, un participant a souligné l'urgence de faire ces choix et de prendre les mesures qui s'imposaient car, selon lui, « nous avons franchi le Rubicon », faisant ainsi référence à ces jours d'antan où l'offre de gaz était robuste et ses prix relativement modérés.

Le présent rapport propose un aperçu des échanges qui ont eu lieu à l'occasion des tables rondes ainsi que des secteurs où des améliorations sont possibles et où des mesures pourraient vraisemblablement être prises, selon les participants, afin de faciliter une transition plus en douceur sur le marché du gaz naturel jusqu'en 2010. Les mesures possibles cernées par les participants aux tables rondes ne sont pas limitées à la seule action de l'Office et peuvent viser d'autres participants au marché, décideurs et organismes de réglementation. Les chapitres qui suivent exposent les grandes questions liées au marché et les principales recommandations dans le contexte des mesures à prendre qui ont été traitées par les participants aux tables rondes.

Même s'il ne faut pas supposer que l'Office soutient toutes les vues et toutes les suggestions exprimées par les participants, il a remarqué qu'il existait des secteurs où ses activités actuelles pouvaient être élargies afin d'aller dans le sens de telles suggestions. Dans le résumé, l'Office a cerné des domaines, à l'intérieur de son mandat, où il serait prêt à prendre des mesures précises ou à s'allier avec d'autres si le soutien est grand pour la mise en œuvre de telles mesures.

RENSEIGNEMENTS GÉNÉRAUX MIS À LA DISPOSITION DES PARTICIPANTS AUX TABLES RONDES

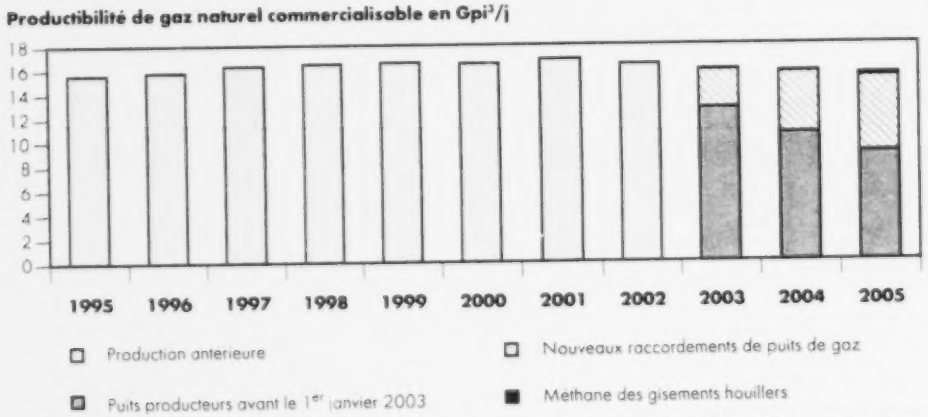
Offre de gaz naturel

En 1986, on a assisté à une déréglementation du prix du gaz naturel canadien et à une libéralisation de l'accès au marché américain. Entre 1986 et 1999, la production gazière canadienne a plus que doublé et les exportations vers les États-Unis ont plus que quadruplé. Durant cette période, les exportations de gaz canadien répondaient à environ 75 % de la demande américaine. Les marchés canadien et américain du gaz naturel se sont graduellement transformés pour former un marché nord-américain intégré. Le gaz naturel peut être acheté de nombreuses sources et livré à n'importe quel centre grâce à un vaste réseau pipelinier nord-américain. Toutefois, au cours des trois dernières années, la production du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC) a plafonné à environ 16 Gpi^3/j (453 Mm^3/j) malgré des niveaux record de forage.

L'ONÉ prévoit que la productibilité du BSOC au cours des deux prochaines années devrait fléchir légèrement. Il semble qu'il sera difficile d'accroître la production des sources classiques au Canada. En conséquence, on se tournera davantage vers la mise en valeur de nouvelles sources d'approvisionnement. Il existe un potentiel considérable de croissance de la production à partir

FIGURE 2.1

Productibilité de gaz naturel du BSOC



Source : ONÉ – *Prévisions à court terme concernant la productibilité de gaz naturel dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien* (déc. 2003)

de sources non classiques, y compris le méthane provenant de gisements houillers du BSOC, et les dépôts de gaz avare dans le nord-est de la Colombie-Britannique et les Piémonts de l'Alberta. Toutefois, on n'a constaté qu'une très faible mise en valeur des sources non classiques de gaz naturel jusqu'à maintenant. En conséquence, il existe de l'incertitude relativement au moment à choisir pour exploiter les sources, aux coûts et aux niveaux de production. À plus long terme, des approvisionnements additionnels de gaz naturel du Nord canadien et, peut être, du large des côtes de la Nouvelle-Écosse pourraient être disponibles. Il faudra au moins cinq ou six ans pour mettre en valeur ces nouvelles sources.

On peut observer une tendance similaire de plafonnement ou de réduction de la production de gaz aux États-Unis, les bassins de gaz classiques semblant vieillir de plus en plus, sauf dans les Rocheuses, où l'on a observé une croissance marquée de la production malgré certaines contraintes périodiques liées aux infrastructures. Toutefois, les Rocheuses ne comptent que pour dix pour cent de la production totale.

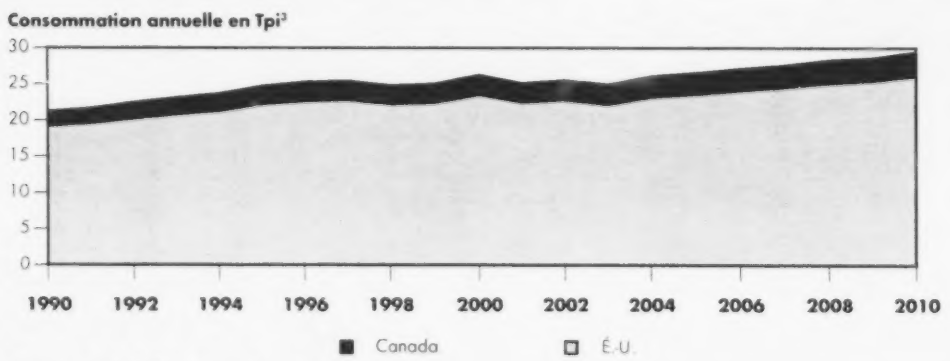
Bien que la production continentale soit essentiellement plafonnée, la demande de gaz naturel devrait augmenter fortement avec une reprise de l'économie américaine, la croissance rapide du secteur des centrales d'électricité au gaz et, au Canada, la mise en valeur de projets de sables bitumineux. Compte tenu de la croissance de la demande et du plafonnement de l'offre, le marché fait face à un problème majeur – où puisera-t-on le gaz pour satisfaire à la demande jusqu'à la fin de la décennie?

Pour résoudre le problème de manque d'approvisionnements, on a vu une recrudescence de l'intérêt pour l'importation de gaz naturel liquéfié (GNL). Aux États-Unis, les quatre terminaux de réception fonctionnent actuellement à une capacité d'environ 2,5 Gpi^3/j (71 Mm^3/j). En outre, de nombreux projets d'installations et d'agrandissement des installations existantes ont été proposés. Quelques-uns sont envisagés pour des sites au Canada. L'échéancier pour la conception, l'obtention des approbations et la construction d'un nouveau terminal de GNL est d'environ six ans. Ainsi, le GNL ne pourra contribuer que de façon limitée à réduire l'écart que l'on prévoit entre l'offre et la demande jusqu'à la fin de la décennie.

Prix du gaz naturel et demande

Durant l'ensemble des années 1990, les prix du gaz naturel sont demeurés relativement faibles. Par contre, au cours des trois dernières années, ils ont augmenté de façon significative par suite du

Demande de gaz naturel nord-américaine



Sources : EIA, ONÉ, Statistique Canada

resserrement de l'écart entre l'offre et la demande de gaz naturel. En outre, ils ont affiché une grande instabilité, comme l'indique le diagramme ci-dessous. De nombreux analystes croient que le niveau des prix du gaz naturel a monté d'un échelon.

Bien que tous les usagers soient affectés par la hausse et l'instabilité des prix, les répercussions et les réactions diffèrent pour chaque secteur. Par exemple, la demande considérable dans le secteur industriel a été freinée soit par un changement de combustible, soit la réduction de la production et, dans les cas extrêmes, l'arrêt de la production. C'est durant cette époque que l'on a vu naître l'expression « érosion de la demande ».

En réaction à la hausse des prix, certains ont changé de combustible tandis que d'autres ont réduit leur demande; toutefois, on ne s'entend pas trop sur la capacité de changement de combustible qui existe actuellement sur le marché et sur la proportion de cette capacité qui est de nature permanente ou temporaire. De même, on ne sait pas trop dans quelle mesure la demande a été érodée de façon permanente et dans quelle mesure elle ne l'a été que temporairement.

Nombre d'intervenants du marché se servent des instruments financiers pour réduire au minimum les risques de fluctuations de prix défavorables. Suite à l'effondrement de grands négociants, il y a eu une réduction considérable de liquidités sur les marchés du gaz naturel. Nombre de compagnies auparavant actives dans le commerce du gaz se sont retirées du marché, réduisant ainsi le nombre d'acteurs sur le marché à tout moment donné.

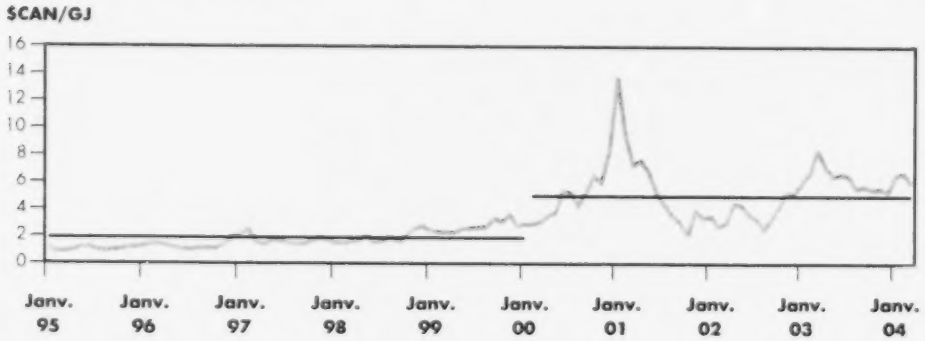
Il faudra d'importants investissements de capitaux pour amener des approvisionnements additionnels sur les marchés. L'instabilité des prix ajoute à l'incertitude, ce qui se traduit par un accroissement des risques et des coûts et finit par influer sur les décisions d'investissement des producteurs et des consommateurs.

En résumé, voici les principaux faits qui ont marqué le marché au cours des dernières années :

- la production de gaz continental plafonne
- les prix du gaz naturel ont augmenté et sont très instables
- les prix élevés ont eu d'importantes répercussions sur la demande de gaz
- le secteur de la production d'électricité est devenu un important demandeur de gaz

FIGURE 2-3

Prix du gaz naturel AECO-C



- il y a eu une réduction des liquidités sur le marché
- le gaz naturel est en train de devenir un combustible cher.

Regard vers 2010 – Questions de transition

Il semble qu'il sera difficile de répondre à la demande prévue de gaz naturel en Amérique du Nord à partir de la production intérieure et des sources d'importation de GNL disponibles. Ainsi, nombre d'observateurs s'attendent au maintien des conditions du marché qui ont prévalu ces dernières années, c.-à-d. un resserrement périodique du marché caractérisé par une très grande instabilité des prix et un besoin constant d'ajustements dans le secteur de la consommation. À plus long terme, on est justifié de s'attendre à un approvisionnement plus abondant à mesure de l'exploitation des sources des régions pionnières et des sources non classiques, et de l'accroissement de la capacité d'importation de GNL. Toutefois, il existe des préoccupations au sujet des années de transition nous menant jusqu'à la fin de la décennie.

OFFRE DE GAZ NATUREL

Constatations cruciales

- *Il est probable que la production canadienne de gaz demeurera relativement inchangée jusqu'en 2010.*
- *L'offre de gaz classique devrait normalement régresser, même s'il est possible qu'elle augmente en provenance du nord-est de la Colombie-Britannique.*
- *Il est aussi possible que l'offre de gaz non classique augmente, surtout celle tirée de la production de MGH, mais son rythme de croissance est incertain.*
- *On ne prévoit pas que le gaz des régions nordiques devant être produit dans le delta du Mackenzie arrivera sur le marché bien avant la fin de la décennie.*
- *Aucune offre supplémentaire n'est prévue à partir des gisements au large de la côte Est d'ici 2010.*
- *Dans l'ensemble, il sera difficile d'accroître la production de gaz naturel au pays.*
- *Il est possible que d'ici 2010 il y ait des importations au Canada, sous forme de GNL, mais les incertitudes sont grandes quant aux terminaux proposés à cette fin.*

3.1 Perspectives

Dans *L'avenir énergétique au Canada*, l'Office envisageait, dans les scénarios présentés, une offre de gaz naturel au Canada sans grand mouvement et se situant aux alentours de 17 Gpi^3/j (481 Mm^3/j) pendant la période jusqu'en 2010 (voir la figure 3.1). En outre, le rapport indique que la production de gaz naturel classique tirée du BSOC diminuera graduellement et que cette diminution serait compensée dans une proportion toujours plus grande par du gaz non classique ou provenant d'autres sources. Il va de soi que les incertitudes sont considérables au sujet de la contribution relative de chacun de ces éléments. Par exemple, la production de gaz naturel du BSOC dépend grandement des taux de forage. Même si les scénarios à long terme supposent des niveaux de forage stables et supérieurs aux niveaux historiques, ils varieront d'année en année. En fait, si les forages se poursuivent au rythme record établi à ce jour en 2004, il est fort possible que la production du BSOC augmente comparativement à celle de 2003.

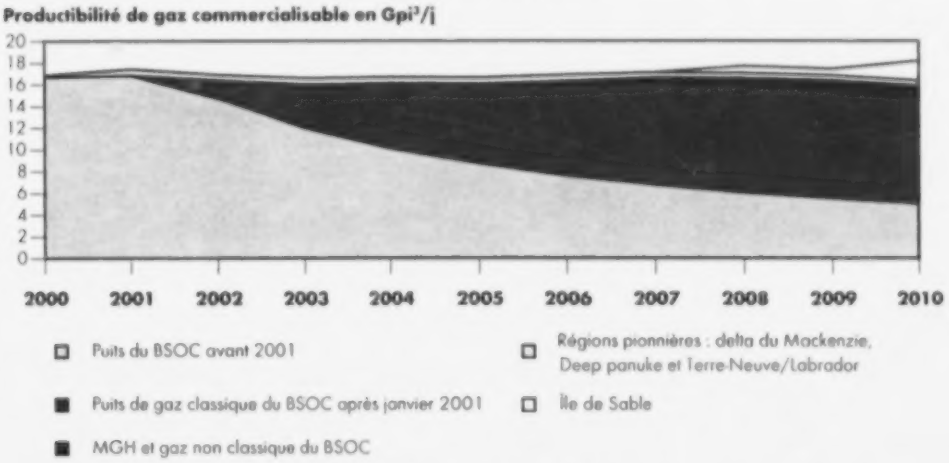
3.2 Offre de gaz naturel classique

Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien

À quelques exceptions près, les participants de partout au pays et de tous les secteurs de l'industrie du gaz naturel ont souscrit à la caractérisation générale de l'offre de gaz naturel au Canada présentée par l'Office, en particulier à la possibilité de baisse de l'offre de gaz classique tiré du BSOC. Quelques

FIGURE 3.1

Offre de gaz naturel au Canada — Pression de l'offre



Source : ONÉ - *L'avenir énergétique au Canada : scénarios sur l'offre et la demande jusqu'à 2025* (juillet 2003)

participants ont néanmoins défendu une thèse plus optimiste en se fondant sur la perception d'une production accrue en provenance du nord-est de la Colombie-Britannique (ainsi que d'autres bassins de cette province comme le bassin Bowser) et l'existence de formations plus profondes qui pourraient être exploitées grâce à l'emploi de nouvelles technologies. Dans le contexte actuel des prix, les producteurs engagent des dépenses en immobilisations d'un montant record et forent des puits en quantité jusqu'ici inégalée. Ils ont également foré davantage de puits en profondeur, qui sont habituellement plus coûteux, mais dont la capacité de production est aussi normalement plus grande. Cependant, le délai avant qu'une production supplémentaire ne se matérialise est en général plus long pour ces puits que pour les puits classiques peu profonds.

Les participants aux tables rondes ont largement appuyé la notion voulant que le BSOC continuera de compter pour beaucoup au niveau de l'offre de gaz naturel en Amérique du Nord, mais sa maturité, qui se fait de plus en plus évidente, fera qu'il sera difficile d'accroître ou même de maintenir la production. Les consommateurs de l'Est du pays ont en outre reconnu que les producteurs avaient répondu à l'appel et essayaient d'accroître l'offre mais qu'il arrive parfois que cette offre ne suffise pas. Ces consommateurs, au même titre que des distributeurs, n'étaient pas trop préoccupés par le profil de l'offre tirée du BSOC. En fait, certains distributeurs ont dit avoir confiance à la disponibilité de sources d'approvisionnement toujours plus diverses à l'intérieur du marché continental élargi et à l'accès à ces sources.

Côte Est

L'offre de gaz à venir en provenance de la côte Est est considérée très incertaine par la plupart des participants. Même si l'on pense que cette ressource peut être d'une grande ampleur, une récente série de puits d'exploration non fructueux a déçu les producteurs et le marché. L'utilisation et la croissance futures du gaz naturel, dans les secteurs résidentiel et commercial, sont particulièrement dépendantes d'une offre de gaz supplémentaire. Nonobstant les résultats des récents forages, les participants aux tables rondes continuent d'espérer qu'une offre supplémentaire proviendra éventuellement de cette région moins explorée. Toutefois, on n'y compte pas avant 2010. En regardant vers l'avenir, les participants s'attendent que les volumes produits au large des côtes continuent de se situer à

l'intérieur de la fourchette de 400 à 600 Mpi^3/j (de 11 à 17 Mm^3/j) pendant la période étudiée, l'offre supplémentaire devant provenir du GNL et de sources d'approvisionnement sur la terre ferme.

Les forages sur la terre ferme ont connu un certain succès au champ McCully, au Nouveau-Brunswick. En fait, on y produit déjà du gaz à une échelle commerciale, gaz qu'on vend à l'usine de potasse locale. L'accès au réseau de Maritimes & Northeast Pipeline et par conséquent à des marchés plus vastes inviterait à de nouveaux investissements en plus de favoriser encore plus les travaux de mise en valeur à cet endroit, même en présence de volumes relativement faibles en comparaison de ceux au large des côtes.

Gaz des régions nordiques

Le consensus était général, chez les participants aux tables rondes, à l'effet que du gaz des régions nordiques provenant du delta du Mackenzie pourrait se greffer à la production générale canadienne d'ici 2010. Cependant, pour la plupart, les participants croient qu'il ne faut pas supposer que ce gaz sera disponible beaucoup avant la fin de la décennie, compte tenu de l'importance des ressources ainsi que du temps requis dans le contexte des processus réglementaires et pour la construction, après approbation éventuelle.

3.3 Offre de gaz non classique

L'expression gaz non classique s'applique habituellement à des gisements de faible perméabilité ou à du « gaz de réservoir étanche », du gaz de schiste et du MGH (dont on parle de plus en plus fréquemment comme du gaz naturel de charbon). En général, les participants estiment que le gaz non classique pourrait éventuellement être à l'origine d'une augmentation de la production de gaz naturel dans son ensemble. Cependant, il existe d'importantes incertitudes en ce qui concerne les facteurs économiques et la mise en valeur de ces ressources d'ici 2010. La productivité de tels puits est normalement très faible et il en faut un plus grand nombre pour extraire le gaz, qui se trouve bien souvent dans des gisements qui s'étendent sur de grandes superficies.

Le MGH est considéré par les participants aux tables rondes comme une source probable de gaz non classique, d'où pourraient émaner d'importants volumes qui aideraient à neutraliser les répercussions de la diminution de l'offre de gaz classique. Il existe, à l'heure actuelle, quelque 25 projets visant à mettre en valeur du MGH dans le BSOC et certains participants ont fait remarquer qu'environ 1 000 puits de MGH seront forés cette année, lesquels devraient normalement produire 100 Mpi^3/j (2,8 Mm^3/j). Même s'il est encore trop tôt pour évaluer avec précision cette source d'approvisionnement émergente, les scénarios de l'Office pour l'offre de MGH font état eux aussi d'un volume approximatif de 100 Mpi^3/j en 2004, ce qui correspond à la production réelle à ce jour. Toutefois, certains participants ont indiqué que les scénarios de l'Office, envisageant des niveaux de production de MGH évoluant autour de 1 Gpi^3/j (28 Mm^3/j) d'ici 2010, pourraient être trop pessimistes, selon le degré de succès remporté par les divers projets. À ce jour, ce succès a été mitigé. Dans le contexte de la mise en valeur du MGH, certains projets ont produit une quantité d'eau fraîche ou salée dont l'élimination ajoute aux contraintes de production du gaz, avec des coûts et des incidences qui ont alors tendance à être plus imposants. D'autres projets se sont concentrés sur le charbon sec qui produit du gaz sans eau. Compte tenu des divers types de charbon, du succès qui varie selon le projet pilote en cours et du fait que la mise en valeur du MGH n'en est encore qu'à ses premiers balbutiements au Canada, l'incertitude entourant l'avenir d'une telle mise en valeur demeure grande.

La zone de Horseshoe Canyon, dans le centre-sud albertain, a été citée à titre d'exemple de mise en valeur positive. En tout, quelque 50 000 puits pourraient devoir être forés pour extraire le MGH de cette seule zone. Les risques de forage associés à la mise en valeur du MGH sont relativement faibles en raison de la vaste étendue des gisements de ressources gazières connues et du fait que les programmes prévoient, en général, un grand nombre de puits en forte densité qui permettent de réaliser des économies d'échelle. Plusieurs participants ont qualifié l'exploitation de ces ressources de « travail à la chaîne ». Par ailleurs, les producteurs de MGH ont exprimé certaines craintes au sujet de leur capacité à obtenir les approbations réglementaires en temps voulu pour le grand nombre de puits pouvant être requis à des fins de mise en valeur. On a suggéré qu'un nouveau cadre réglementaire pourrait être bénéfique et que les organismes de réglementation pourraient envisager l'adoption d'une « démarche globale » en vue de l'approbation des programmes de forage liés à ce type de mise en valeur.

3.4 Gaz naturel liquéfié

Pour l'ensemble de l'Amérique du Nord, les participants croient généralement qu'il sera encore ici difficile d'élargir l'offre de gaz à partir des autres bassins existants sur le continent. C'est ainsi que l'intérêt suscité par l'accroissement de la capacité d'importation de GNL en Amérique du Nord est très grand. Partout au pays, les participants ont exprimé l'avis que le GNL jouerait un rôle plus important à l'avenir, surtout aux États Unis. Qui plus est, les participants n'envisagent pas la possibilité d'un cours mondial pour le GNL, à l'image du prix mondial pour le pétrole brut, avant 2010.

Au cours des tables rondes, il a été question de trois propositions pour la création d'un terminal de GNL dans l'Est du Canada, soit au Québec, au Nouveau-Brunswick et en Nouvelle-Écosse. Même si ces propositions font état de la possibilité de recevoir du GNL au Canada dès la fin de 2007, nombreux sont les participants qui étaient d'avis qu'il n'y aurait pas d'expansion de ce côté au pays avant 2010 et qu'il était peu probable que tous ces projets aillent de l'avant.

Un grand nombre de terminaux de GNL ont aussi été proposés à d'autres endroits sur le continent nord-américain. Chaque emplacement présente des problèmes qui lui sont propres, notamment : l'expression de craintes par la population locale au sujet de la sécurité, de l'impact environnemental et de l'utilisation des terres; l'accès à un marché liquide à proximité; la présence d'une infrastructure en place afin de permettre le transport du gaz entre le terminal de GNL et les marchés; le coût du transport du GNL jusqu'à des endroits précis.

Les participants se sont entendus pour dire que sur une quarantaine de propositions actuellement à l'étude en vue de la construction de terminaux de GNL en Amérique du Nord, seuls deux ou trois auront été menés à terme d'ici 2010. Ces nouveaux projets pourraient accroître la capacité d'importation de GNL en Amérique du Nord de quelque 3 Gpi^3/j (85 Mm^3/j), pour une capacité totale d'environ 10 Gpi^3/j (283 Mm^3/j). Même si ce volume est de taille, les participants ne pensent pas que les importations supplémentaires de GNL rendraient moins pressant le besoin de mettre en valeur des sources de gaz non classique ou les ressources des régions pionnières pendant la période étudiée.

Certains participants ont fait remarquer que le GNL pouvait être un facteur de diversification et de sécurité de l'offre, en plus de pouvoir aider à atténuer la croissance des prix dans des régions comme le Québec, un marché qui se trouve à l'extrémité du réseau de TransCanada PipeLines et qui, à l'heure actuelle, ne profite pas de beaucoup d'autres sources d'approvisionnement en gaz. En outre, on a fait valoir que sans accès à du GNL ou à d'autres sources d'approvisionnement supplémentaire

en gaz, l'avenir de la production d'électricité à partir de centrales alimentées au gaz dans les Maritimes serait remis en question.

3.5 Enjeux et mesures possibles

On a demandé aux participants aux tables rondes de mettre en commun ce qu'ils savaient précisément de la mise en valeur des nouvelles sources d'approvisionnement en gaz, tout en cernant les problèmes et les obstacles qui s'y posent. Plus particulièrement, il s'agissait de tenter de comprendre quelles mesures pourraient être prises pour améliorer les chances de mise en valeur de nouvelles sources d'approvisionnement en gaz d'ici la fin de la décennie.

Un obstacle éventuel à la mise en valeur de l'offre qui a été relevé par les tables rondes de partout au pays a trait aux processus réglementaires pour un large éventail de projets qui se doivent d'être améliorés, notamment dans le cas de projets pour lesquels il faut obtenir des approbations relevant de compétences diverses. Les participants ont laissé entendre que le cadre réglementaire, élaboré en grande partie pendant les années 1960 et 1970, n'avait peut être pas évolué au même rythme que le reste du marché. Les participants ont exprimé le besoin d'un cadre réglementaire clair, efficace, intégré et rationalisé en vue de processus réglementaires sans méandres à l'origine d'un meilleur contexte pour la prise de décisions.

Pour les nouvelles sources d'approvisionnement comme les régions pionnières et au large de la côte Est ainsi que pour la mise en valeur de GNL, les participants ont indiqué que des échéanciers réglementaires plus longs et les coûts élevés de l'infrastructure sont autant de contraintes pouvant rendre moins attrayants les investissements comparativement à d'autres régions de la planète où les producteurs sont présents. Les participants ont aussi mentionné qu'il faudrait passer en revue le cadre réglementaire ainsi que les processus connexes afin d'éliminer chevauchements et redondances tout en apportant des éclaircissements lorsque les limites de compétence ne sont pas clairement définies. Les participants ont souligné que cette façon de procéder pourrait faire gagner du temps, en plus de permettre de réaliser des économies, dans le contexte des audiences publiques et des autres instances réglementaires, sans compromettre les objectifs visés par les divers règlements en cause. À l'inverse, l'inefficacité des processus d'autorisation et d'approbation nécessitera davantage de temps, de sorte que les risques découlant de l'évolution de la conjoncture pendant ce temps pourraient être accrus pour les projets.

Des obstacles au niveau de la réglementation peuvent aussi exister à l'égard de la mise en valeur du MGH au Canada. En particulier, certains participants ont laissé entendre que les ressources en présence et les processus réglementaires actuels pouvaient rendre la tâche plus difficile aux organismes de réglementation lorsqu'il s'agit de traiter le grand nombre de demandes de puits de forage requis à des fins de mise en valeur du MGH. En dépit des incertitudes en matière de mise en valeur du MGH au Canada, il a été proposé qu'une nouvelle démarche réglementaire propre à de tels travaux pourrait constituer la première étape en vue de l'amélioration du processus réglementaire lié à cette ressource. Un autre obstacle perçu comme spécifique à certains projets de mise en valeur du MGH a trait à la propriété du gaz. En d'autres termes, est-ce que la société qui détient les droits pour le charbon détient aussi ceux pour le méthane qu'on peut en tirer? Dans un tel cas, des droits de propriété clairs pourraient faciliter la mise en valeur de cette ressource.

Le gouvernement et les organismes de réglementation peuvent aussi jouer un rôle important en matière de diffusion à grande échelle d'information objective sur des questions d'énergie. Par exemple, compte tenu du fait que le GNL et le MGH pourraient occuper une place plus importante à l'avenir au niveau de l'offre de gaz naturel, il faut produire plus d'information publique objective

traitant des problèmes liés à la mise en valeur de ces sources d'approvisionnement émergentes et mieux la diffuser. Les suggestions avancées comprennent l'offre de renseignements factuels sur les activités en cours de mise en valeur du MGH ainsi que sur le rendement des terminaux de GNL et des navires qui servent à son transport depuis leur mise en service il y a quelques décennies. On a également demandé d'apporter des éclaircissements au sujet des compétences relatives à d'éventuels terminaux de GNL et au processus réglementaire visant l'approbation de telles installations.

Dans cette même optique, il a été question du traitement réglementaire des terminaux de GNL, pour lesquels on s'inquiétait d'une réglementation fondée sur le coût du service. On a plutôt insisté sur le fait que pour que ces projets de mise en valeur aillent de l'avant, il ne fallait pas exiger que les terminaux de GNL soient des installations d'accès libre. Autrement dit, certains participants étaient d'avis que les investissements de taille requis pour la construction de telles installations, en plus des risques commerciaux qui y sont associés, nécessitaient un accès exclusif au terminal de GNL ou la possibilité de négocier des ententes sélectives en fonction de la capacité du terminal. En fait, des règlements de cette nature ont récemment été adoptés aux États Unis.

Certains participants ont en outre proposé que la possibilité d'accorder des incitations fiscales ou des allégements au niveau des redevances pour les projets de mise en valeur de gaz classique dans des gisements en profondeur, de gaz non classique et du gaz des régions pionnières soit étudiée afin de favoriser les forages tout en améliorant les perspectives de mise en valeur de nouvelles sources d'approvisionnement au Canada.

Sous ce rapport, la province de l'Alberta a mené des discussions sur les questions des redevances avec les producteurs gaziers de manière à mieux comprendre les facteurs économiques associés à la mise en valeur du MGH. Pour l'instant, le MGH tombe sous le coup du même régime de redevances que le reste de la production de gaz naturel en Alberta. De plus, la province de la Colombie-Britannique a récemment lancé plusieurs initiatives visant à favoriser la mise en valeur de gisements pétroliers et gaziers, y compris certaines bien précises ayant pour but de donner un coup de pouce à l'égard des forages en profondeur et des forages en été. D'autre part, un certain nombre de participants ont fait valoir que la tendance des fiducies d'énergie créées à des fins fiscales pourrait ne pas aider à promouvoir une exploration accrue et la mise en valeur de nouvelles sources d'approvisionnement.

DEMANDE DE GAZ NATUREL

Constatations cruciales

- *La demande de gaz naturel au Canada devrait normalement augmenter en raison d'une mise en valeur plus intensive des sables bitumineux, d'une plus grande production d'électricité en Amérique du Nord et d'une croissance économique généralisée.*
- *La croissance de la demande de gaz associée à la production d'électricité au Canada est moins certaine.*
- *Il existe un lien toujours plus étroit entre les marchés du gaz naturel et de la production d'électricité.*
- *On se fera concurrence pour l'offre de gaz disponible et dans des conditions où l'équilibre est précaire, il est probable que les marchés principaux et la production d'électricité seront en mesure d'évincer le gaz du secteur industriel.*
- *Des signaux de prix confus sur le marché du gaz naturel, compte tenu des prix réglementés de l'électricité, peuvent influer sur la demande de gaz.*
- *Des mesures doivent être prises pour permettre une utilisation plus efficace du gaz naturel.*

4.1 Introduction

Le gaz naturel est surtout utilisé dans les secteurs résidentiel et commercial comme combustible de chauffage, dans le secteur industriel comme source de chaleur au niveau des procédés et comme composante de base de produits chimiques, ainsi que dans le secteur de la production d'électricité. Les secteurs résidentiel et commercial n'ont pas vraiment la possibilité d'abandonner le gaz au profit d'un autre combustible lorsque son prix monte, mais une certaine capacité de substitution de combustibles existe dans le secteur industriel et celui de la production d'électricité. En outre, les habitudes de consommation varient d'un secteur à l'autre. L'utilisation industrielle a tendance à être plus constante sur l'année tandis que la demande résidentielle et commerciale varie en fonction de la température, la consommation atteignant des sommets pendant les mois froids d'hiver. La demande de gaz liée à la production d'électricité varie elle aussi en fonction de la température, les pointes correspondant généralement à celles où la demande en électricité est forte, soit à des fins de refroidissement pendant les mois chauds d'été et de chauffage pendant les mois froids d'hiver.

4.2 Perspectives de la demande de gaz naturel

Dans le rapport *L'avenir énergétique au Canada* qu'il a publié en 2003, l'Office envisageait, dans les scénarios présentés, que la demande de gaz naturel au Canada pourrait atteindre 9 Gpi^3/j (255 Mm^3/j) d'ici 2010 (voir la figure 4.1). L'augmentation la plus substantielle est attendue dans le secteur industriel, en grande partie en raison de l'expansion de la production de sables bitumineux. La demande de gaz naturel à des fins de production d'électricité devrait normalement elle aussi

augmenter d'ici 2010. Toutefois, cette hypothèse a été émise en tenant compte de prix du gaz relativement plus faibles.

Mise en valeur des sables bitumineux

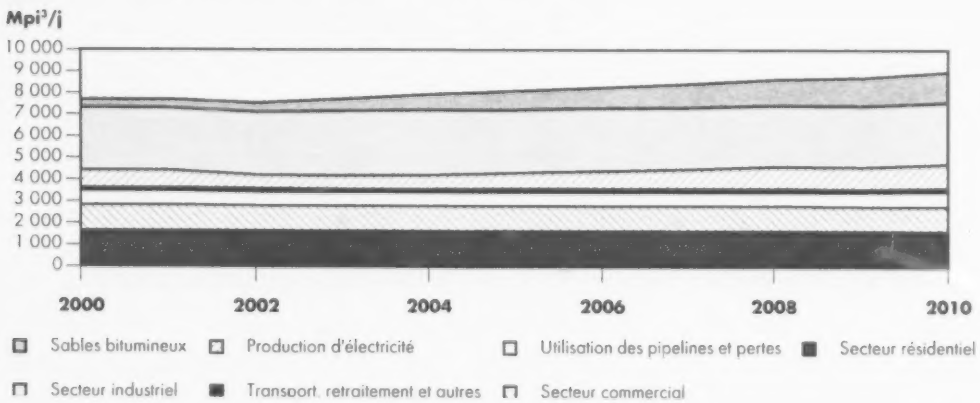
Dans le contexte des projets de mise en valeur des sables bitumineux, on a recours à du gaz naturel pour produire de l'électricité sur place, la chaleur requise à des fins de récupération du bitume et la vapeur utilisée dans les processus par injection « in situ ». Le gaz naturel est également une importante source d'hydrogène pour l'hydrocraquage et l'hydrotraitement, qui permettent la valorisation du bitume et sa transformation en un pétrole brut synthétique de meilleure qualité. Les scénarios de mise en valeur des sables bitumineux précisent qu'il est probable que les besoins en gaz naturel augmenteront, de 0,6 Gpi^3/j (17 Mm^3/j) qu'ils sont à l'heure actuelle jusqu'à entre 1,2 et 1,6 Gpi^3/j (entre 34 et 45 Mm^3/j) d'ici la fin de la décennie. Pendant ce temps, les producteurs de sables bitumineux continuent de se pencher sur de nouvelles façons de réduire leur dépendance à l'endroit du gaz naturel, notamment grâce à la combustion ou à la gazéification du bitume lui-même ou encore grâce à la combustion ou à la gazéification du charbon. Une autre solution possible envisagée est la construction de centrales nucléaires à petite échelle. Cependant, le consensus général parmi les participants est que le gaz naturel continuera d'être le combustible le plus économique et le moins dommageable pour l'environnement, du moins jusqu'à la fin de la décennie.

Secteur industriel

Le secteur industriel compte pour près de la moitié de la demande totale de gaz naturel au Canada. La demande dans ce secteur dépend très peu des écarts saisonniers de température et est fort stable tout au long de l'année. Les participants ont souligné que ce secteur était fort important pour deux grandes raisons. D'abord, sa taille et la stabilité des charges aident à maintenir une utilisation élevée des pipelines, ce qui soutient à son tour la stabilité des coûts de transport au profit des autres usagers. Ensuite, la demande industrielle a tendance à réagir le plus aux mouvements des prix, ce qui aide à réduire l'instabilité de ceux-ci en servant de tampon lorsque la demande s'accroît dans d'autres secteurs.

FIGURE 4.1

Demande de gaz naturel au Canada — Techno-Vert



Sources : ONÉ - *L'avenir énergétique au Canada : scénarios sur l'offre et la demande jusqu'à 2025* (juillet 2003)
ONÉ - *Les sables bitumineux du Canada : Perspectives et défis jusqu'en 2015* (mai 2004)

Certaines industries ont été en mesure d'atténuer les effets de prix du gaz plus élevés en y substituant d'autres combustibles. Par exemple, nombreuses sont les exploitations forestières qui s'en remettent davantage aux déchets de bois comme combustible. D'autres industries ont plutôt adopté le charbon ou le mazout lorsque possible. Cependant, certaines ont dû ralentir leurs activités ou y mettre temporairement un terme compte tenu des prix élevés du gaz. Depuis 2001, des rajustements considérables de la demande sont survenus dans le secteur industriel. Pour la plupart, les participants s'attendent que ce secteur continuera de se charger de la plus grande partie des rajustements requis dans un marché du gaz naturel où l'équilibre est précaire.

Dans le secteur des mines, les prix des matières de base sont actuellement assez élevés et c'est pourquoi ce secteur a été mieux en mesure d'absorber les hausses des prix du gaz naturel. Toutefois, l'industrie est très préoccupée par les coûts du gaz et continue d'adopter des mesures d'économie à ce chapitre, étant donné que les prix des matières de base sont fortement cycliques et qu'ils pourraient être beaucoup moins élevés sur le marché mondial d'ici quelques années.

Dans le secteur pétrochimique au Canada, l'éthane dérivé du gaz naturel sert de composante de base dans le cadre des activités de production, principalement pour ce qui est de l'éthylène en Alberta. Avec l'augmentation des prix du gaz naturel en Amérique du Nord, cette industrie devient moins concurrentielle sur la scène mondiale. Cependant, les participants ont avancé que les usines au Canada demeureraient concurrentielles avec les autres usines nord-américaines qui font du craquage à base de gaz en raison de l'efficacité de leurs procédés de production. Ils ont également fait remarquer que le secteur pétrochimique au pays continuera d'avoir recours à du gaz naturel dans une mesure à peu près inchangée pendant le reste de la décennie, mais qu'une augmentation de la demande à ce niveau semble improbable.

Le gaz naturel sert aussi à produire de l'ammoniac, élément essentiel à la fabrication d'engrais. L'industrie des engrais en Amérique du Nord est grandement touchée par les prix plus élevés du gaz naturel du fait que l'élément le plus important de ses frais d'exploitation est justement l'ammoniac. Puisque les coûts du gaz naturel sont moins élevés en beaucoup d'autres endroits autour du globe, les sociétés d'engrais pourraient s'installer là où ce gaz est en quantité abondante et peu coûteux, puis transporter leurs produits jusqu'en Amérique du Nord. Les usines d'engrais et les autres usines industrielles sises près de la mer en Amérique du Nord sont les plus vulnérables face à la concurrence d'outre-mer. Celles à l'intérieur des terres se trouvant près des marchés qu'elles desservent sembleraient pour leur part être en meilleure position face à la concurrence puisque les frais de transport pour leurs produits sont beaucoup moins élevés.

Production d'électricité

La capacité de production d'électricité à partir de centrales alimentées au gaz a beaucoup augmenté depuis cinq ans en Amérique du Nord. Pendant cette période, la capacité s'est en fait accrue de quelque 200 000 MW, surtout pour les raisons suivantes :

- il est possible de construire des centrales alimentées au gaz relativement rapidement pour des coûts en immobilisations moindres, ce qui réduit d'autant les risques d'investissement;
- il est possible de construire des centrales alimentées au gaz plus près des centres de consommation, ce qui réduit les investissements requis pour des lignes de transport coûteuses;
- les nouvelles usines de cogénération et de production d'électricité à cycle combiné alimentées au gaz sont plus efficaces que celles qui utilisaient auparavant exclusivement du charbon, du pétrole ou du gaz naturel;

- le gaz naturel a été relativement peu coûteux tout au long des années 1990, surtout en été alors que les frais de transport et coûts d'approvisionnement sont habituellement moindres;
- le gaz naturel est privilégié car c'est un combustible plus propre et en général, le grand public semble moins opposé aux centrales alimentées au gaz naturel qu'aux installations ayant recours à d'autres sources de combustibles comme le charbon, aux grands barrages hydroélectriques et aux centrales nucléaires.

Au Canada, les investissements ont été relativement moins élevés qu'aux États Unis dans des centrales de production d'électricité alimentées au gaz, même si un certain nombre de ces centrales ont été construites en Alberta et en Ontario. Pendant nombre d'années, on a supposé que la plus grande partie de la production d'électricité supplémentaire découlerait de l'utilisation de gaz naturel. Toutefois, les participants ont fait remarquer que les prix relativement élevés du gaz et leur instabilité étaient source de préoccupation, tant chez les investisseurs que chez les promoteurs d'installations alimentées au gaz naturel. Par conséquent, la demande de gaz pour ce secteur au Canada demeure incertaine et pourrait être inférieure à celle précédemment envisagée dans le rapport de l'Office intitulé *L'avenir énergétique au Canada* en raison des prix plus élevés du gaz naturel.

Les participants ont indiqué que la plus grande incertitude, dans le secteur de la production d'électricité, demeure ce qui se passe en Ontario, où le gouvernement provincial a rendu publics des plans visant le remplacement de centrales alimentées au charbon produisant 7 500 MW d'électricité. Si cela devait se concrétiser, la demande de gaz naturel dans cette province pourrait augmenter d'environ 1,2 Gpi^3/j (34 Mm^3/j). Dans l'ensemble, les participants étaient d'avis que la croissance de la demande de gaz naturel associée à la production d'électricité qui était prévue dans le rapport de l'Office intitulé *L'avenir énergétique au Canada* demeurerait en grande partie inchangée jusqu'en 2010 compte tenu des longs délais requis pour l'entrée en jeu d'autres combustibles. Au-delà de 2010, ce secteur continuera d'étudier la possibilité d'avoir recours à des technologies de remplacement et à d'autres combustibles comme du charbon épuré, des ressources renouvelables, des barrages hydroélectriques et l'énergie nucléaire.

4.3 Enjeux et mesures possibles

D'ici la fin de la décennie, nombreux sont les participants qui ont indiqué que la compression de la demande constituerait le principal moyen de maintenir l'équilibre du marché. Par conséquent, les principaux enjeux tournent autour de la gestion des répercussions éventuelles de prix plus élevés sur le secteur industriel et sur les moyens à trouver afin de pouvoir utiliser le gaz naturel plus efficacement. Les participants aux tables rondes ont fait part des commentaires qui suivent lorsqu'on leur a demandé de cerner les principaux problèmes faisant obstacle à un meilleur rendement et à une plus grande efficacité d'utilisation du gaz naturel au Canada, ainsi que les mesures pouvant être prises pour les résoudre.

Secteur industriel et économie

Les participants ont fait remarquer que l'industrie canadienne a depuis toujours eu accès à une énergie à moindre coût que beaucoup de ses concurrents d'outre-mer et que cette situation était en train de changer, ce qui pourrait éventuellement avoir une incidence importante sur l'économie du pays. On a aussi fait remarquer que nombre de villes au Canada dépendent d'une industrie unique ce qui fait que les fermetures d'usines dans un tel contexte pourraient avoir de vastes répercussions sociales et économiques, notamment au chapitre de la perte d'emplois bien rémunérés.

Les entreprises qui ont la possibilité de remplacer le gaz naturel par du mazout sont pour leur part touchées par l'adoption de nouvelles normes de protection de l'environnement qui limitent leur capacité au niveau de la substitution de combustibles. Certains participants ont suggéré que ces nouvelles exigences pourraient être imposées sur un horizon temporel plus long, surtout dans les collectivités éloignées où la qualité de l'air est moins problématique.

Les participants du secteur industriel ont clairement indiqué leur soutien à l'endroit de politiques axées sur le marché et ont souligné que ce secteur ne s'attendait pas à des interventions ou à des mesures particulières de la part du gouvernement, au niveau des prix du gaz naturel sur le marché, visant à subventionner certaines industries précises. Toutefois, ces industriels ont aussi beaucoup appuyé sur le principe d'une application uniforme des règles axées sur le marché dans tous les secteurs de l'économie. Les participants croient que la concurrence pour l'offre de gaz naturel sera forte jusqu'à la fin de la décennie et ils ont insisté pour que le secteur de la production d'électricité étudie avec soin toutes les solutions de rechange possibles en vue d'une production supplémentaire. De nombreux participants du secteur sont d'avis que le gaz naturel est un combustible fort valable difficile à remplacer au niveau des procédés industriels, mais dont la substitution est plus simple en production d'électricité.

Efficacité énergétique

Puisque les coûts de l'énergie forment une bonne partie des frais d'exploitation, le secteur industriel a tout intérêt à adopter des mesures favorisant une plus grande efficacité énergétique et il le fait depuis longtemps. Les participants ont laissé entendre qu'il serait maintenant plus difficile de trouver de nouveaux moyens d'accroître cette efficacité car il est possible que les améliorations facilement réalisables aient déjà été apportées. En outre, les investissements dans d'importants nouveaux processus visant la réalisation d'économies d'énergie peuvent être très risqués. Par le passé, les prix de l'énergie ont été cycliques et une chute marquée de ceux-ci pourrait mettre en péril la rentabilité de gros investissements dans des programmes d'efficacité énergétique.

Néanmoins, les participants ont convenu que la recherche d'améliorations au niveau de l'efficacité énergétique dans le secteur précité doit se poursuivre et qu'il faut la favoriser. En particulier, ils ont chanté les louanges de l'initiative Les innovateurs énergétiques, dans le cadre du Programme d'économie d'énergie dans l'industrie canadienne (PEEIC), ainsi que d'autres initiatives du secteur privé comme le programme « Power Play » d'Inco Limitée. Aux yeux des participants, il s'agit là d'excellents exemples visant une meilleure sensibilisation et une diffusion accrue de l'information en vue d'un changement d'attitude à l'égard de l'efficacité énergétique qui privilégierait une consommation modérée de l'énergie, dans tous les secteurs de l'industrie et des organisations. La poursuite des efforts en ce sens peut non seulement réduire la demande globale de gaz d'une entreprise mais peut aussi aider à la rendre plus concurrentielle. En empruntant cette voie, les participants au PEEIC ont réalisé une amélioration annuelle moyenne de 2,4 % de l'efficacité énergétique entre 1990 et l'an 2000.

Les utilisateurs commerciaux de gaz ont intérêt à réaliser des économies au chapitre de l'énergie en raison des exigences énergétiques élevées dans le contexte des besoins de chauffage des grands immeubles. Cependant, il peut être très coûteux de modifier les systèmes existants de ces immeubles. Ressources naturelles Canada, par l'entremise de l'Office de l'efficacité énergétique, propose un certain nombre de programmes, comme l'initiative Les innovateurs énergétiques ou le Programme d'encouragement pour les bâtiments commerciaux, qui servent de levier financier visant à aider les entreprises commerciales et les institutions publiques à planifier, puis à mettre en œuvre, les modifications à apporter à leurs immeubles en vue d'en améliorer l'efficacité énergétique.

Les participants avancent que les utilisateurs résidentiels de gaz pourraient bien être ceux qui ont le moins intérêt à investir dans des mesures d'efficacité énergétique puisque les frais de chauffage ne représentent, en général, qu'une faible partie du budget total moyen des propriétaires de maison. Qui plus est, ces derniers peuvent hésiter lorsqu'il leur faut verser de fortes sommes afin de se procurer de l'équipement plus coûteux comme de nouvelles fenêtres ou un appareil de chauffage à meilleur rendement. Par conséquent, certains participants croient qu'il serait peut être nécessaire d'offrir des mesures incitatives aux propriétaires qui favoriseraient de tels investissements. Au cours de l'année écoulée, Ressources naturelles Canada a adopté un programme proposant des remises aux utilisateurs résidentiels de gaz qui faisaient l'acquisition d'appareils de chauffage au gaz naturel à rendement élevé. On a fait remarquer que des modifications au niveau de la conception des nouveaux immeubles et de l'équipement pouvaient constituer une bonne façon de réaliser des gains d'efficacité. Toutefois, d'autres mesures incitant à l'apport d'améliorations aux demeures existantes et à l'équipement qui s'y trouve peuvent aussi avoir d'importantes répercussions.

Pour la plupart, les participants ont convenu qu'il fallait donner son appui aux programmes publics et privés visant une meilleure sensibilisation aux questions d'énergie, ainsi que la promotion d'une consommation modérée et efficace de cette énergie. De plus, certains participants ont suggéré que le gouvernement fédéral envisage l'adoption de mesures incitatives visant à favoriser encore davantage les investissements en efficacité énergétique, notamment en permettant un amortissement plus rapide ou en améliorant les déductions pour amortissement pour le nouvel équipement pertinent.

Mécanismes d'établissement des prix pour une utilisation plus efficace de l'énergie

Un certain nombre de parties ont laissé entendre que pour favoriser une utilisation plus efficace de l'énergie, il fallait d'abord se pencher sur des mécanismes axés sur le marché. Un intérêt considérable a été exprimé à l'endroit des programmes d'intervention en matière d'énergie qui cherchent à fournir de meilleurs signaux de prix aux consommateurs pour qu'ils réduisent leur demande de gaz naturel et qui cherchent aussi à assurer une utilisation optimale de ce gaz.

Les participants ont fait remarquer qu'un bon moyen de réduire la demande pourrait être de donner son appui à de meilleures normes de rendement pour l'équipement d'énergie et de favoriser les programmes d'intervention, comme l'adoption de prix qui varient selon le moment de la journée dans les secteurs commercial et industriel. Dans plusieurs provinces, on a déjà recours avec succès à des prix de l'électricité qui varient selon le moment de la journée de manière à réduire la demande de pointe dans le secteur industriel et de nombreux participants avaient le sentiment que cette façon de procéder pouvait s'appliquer tant au secteur résidentiel qu'au secteur commercial, surtout avec l'appui du gouvernement pour le déploiement des améliorations technologiques requises au niveau des compteurs. Les participants ont indiqué que les programmes d'intervention, visant encore ici la réduction de la demande de pointe pour l'électricité, permettent aussi de réduire cette demande pour le gaz naturel, ce qui uniformise un peu la courbe des prix de ce gaz. À l'inverse, on a également fait remarquer que les programmes de remises aux consommateurs en fonction des prix de l'énergie pouvaient brouiller les signaux de prix du marché et inviter à une surconsommation.

Convergence des prix et des marchés – Électricité et gaz naturel

Une question qui est fréquemment revenue sur le tapis au cours des tables rondes est celle de la relation qui existe entre les secteurs du gaz naturel et de l'électricité. Plusieurs participants ont fait remarquer que les prix de l'électricité, dans nombre de provinces canadiennes, étaient réglementés et avaient tendance à refléter les coûts moyens à long terme, tandis que pour le gaz naturel, ces prix

dépendaient des conditions du marché et pouvaient être très instables. On a aussi fait remarquer que ces mécanismes différents de fixation des prix pouvaient mener à certaines distorsions sur le marché, notamment à une préférence des consommateurs pour l'électricité plutôt que pour le gaz naturel.

Par exemple, à l'occasion de la pointe des prix du gaz naturel en janvier 2001, on a fait mention que certains propriétaires de maison à Vancouver s'étaient procurés des radiateurs électriques et avaient éteint leur appareil de chauffage au gaz naturel. Ces consommateurs du secteur résidentiel abandonnaient ainsi le gaz naturel au profit de l'électricité en se fondant sur les signaux de prix qu'ils recevaient. Cependant, la plus grande partie de l'électricité de pointe était produite à l'aide de gaz naturel et cette électricité était par la suite transformée en chaleur au moyen de radiateurs, ce qui rendait le réchauffement de la maison moins efficace que s'il avait été assuré uniquement par le gaz naturel. Dans l'esprit de la suggestion voulant qu'on se fie aux mécanismes axés sur le marché, la majorité des participants ont reconnu qu'il fallait privilégier des démarches plus cohérentes au niveau des prix, pour les deux marchés de l'énergie précités, afin que des décisions permettant une consommation efficace puissent être prises.

Tous les participants aux tables rondes ont invité le gouvernement à continuer de faire confiance aux marchés et aux prix qui en découlent pour permettre aux participants à ces mêmes marchés de prendre les meilleures décisions possibles sur le plan économique. Plus particulièrement, nombre de participants ont suggéré que les gouvernements provinciaux soient invités à laisser les prix de l'électricité refléter de plus près sa valeur sur le marché. Ils étaient d'avis que cette façon de procéder permettrait de mieux comprendre les données propres au coût total et mènerait à la prise de décisions mieux informées.

Gestion de la consommation

La gestion de la consommation se rapporte habituellement à des mécanismes autres que de prix qui invitent à une utilisation plus efficace de l'énergie. Dans une large mesure, ces mécanismes sont axés sur la formation et une meilleure sensibilisation. Les participants ont discuté des possibilités d'atteindre une plus grande efficacité au niveau de l'utilisation du gaz naturel dans les secteurs résidentiel et commercial grâce à la gestion de la consommation. Les grandes sociétés de distribution locale (SDL) de gaz naturel ont adopté, pour la plupart, des programmes de gestion de la consommation depuis plusieurs années et elles ont indiqué que ces programmes avaient aidé à réduire la demande en dessous des niveaux qu'elle aurait autrement atteints.

La discussion autour des programmes de gestion de la consommation a révélé qu'il serait difficile de provoquer des changements de comportement pour ce qui est des habitudes d'utilisation de l'énergie en l'absence de solides mesures incitatives touchant les prix. Aussi, il est généralement très ardu de mesurer le succès de tels programmes parce qu'il est difficile d'évaluer leur incidence en tenant compte des changements qui auraient été apportés en leur absence.

Les programmes « Éner Sages » d'Hydro-Manitoba et B.C. Hydro ont été cités, par les participants, à titre d'exemples de bons programmes de gestion de la consommation dans le secteur de l'électricité. Alors que les participants ont conseillé une démarche prudente à l'égard de ces programmes, ils ont pour la plupart convenu que, sans l'ombre d'un doute, les programmes de formation des consommateurs étaient valables. Conformément aux exigences des organismes de réglementation de leur province, presque toutes les SDL doivent fournir du matériel d'information avec les factures envoyées aux clients du secteur résidentiel. Tel que mentionné précédemment, Ressources naturelles Canada a adopté son propre programme de mesures incitatives qui favorise l'installation d'appareils de chauffage à rendement plus élevé pour les consommateurs du secteur précité.

PRIX DU GAZ NATUREL ET VOLATILITÉ

Constatations cruciales

- *On s'attend à un rapport plus étroit entre le prix du gaz naturel et celui des mazouts légers. Pour la plupart, les participants s'attendent que les prix du gaz naturel en Amérique du Nord se situeront à l'intérieur de la fourchette de 4 $US à 6 $US/MBTU, en fonction d'un prix du pétrole West Texas Intermediate (WTI) d'environ 30 $US/b.*
- *L'équilibre précaire prévu entre l'offre et la demande de gaz naturel sur le continent nord-américain, tout comme une plus grande sensibilité à l'égard de la température, entraîneront l'instabilité des prix de ce gaz.*
- *Même s'il existe des outils pour aider à atténuer les effets de la volatilité des prix, les coûts croissants et une moins grande accessibilité à de telles possibilités à l'avenir peuvent en limiter l'utilisation.*
- *Les signaux de prix se doivent d'être sans équivoque pour permettre aux fournisseurs comme aux consommateurs de prendre les décisions qui s'imposent au sujet des investissements à effectuer et de l'énergie à utiliser.*

5.1 Perspectives

Dans le rapport *L'avenir énergétique au Canada* qu'il a publié en 2003, l'Office avançait, dans les scénarios présentés, que la concurrence entre le gaz naturel et les produits pétroliers se poursuivrait, puis qu'il existerait un rapport plus étroit entre les prix du gaz et ceux des produits légers extraits du pétrole brut comme les mazouts légers de chauffage. Comparativement aux prix du pétrole brut, on a supposé que ceux du gaz naturel augmenteraient et s'en rapprocheraient d'ici 2010. Toutefois, les scénarios portant sur les prix de l'énergie dans ce rapport tenaient compte d'un prix hypothétique moyen du pétrole brut de 22 $US/b, ce qui se situe bien en deçà des prix qui prévalent actuellement sur le marché.

5.2 Prix du gaz naturel et volatilité

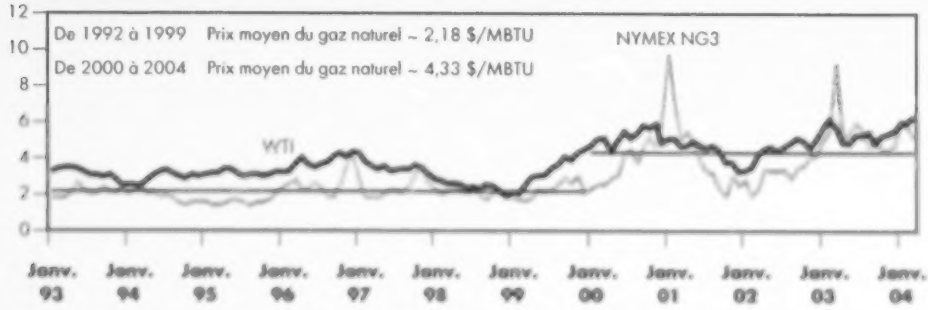
Aspects fondamentaux de l'offre et de la demande de gaz naturel

Les participants ont convenu que le niveau des prix du gaz naturel a graduellement progressé et que ceux exigés sur le marché reflètent un équilibre précaire, en Amérique du Nord, entre l'offre et la demande. Dans de telles conditions, les participants ont mentionné que les prix du gaz naturel sur le continent nord-américain sont de plus en plus influencés par le prix des autres combustibles, ainsi que par les coûts croissants liés à la découverte et à la mise en marché de nouvelles sources d'approvisionnement en gaz. Pendant la période jusqu'à 2010, on prévoit que la production gazière en Amérique du Nord demeurera plutôt uniforme alors que la consommation devrait normalement

FIGURE 3.1

Prix du gaz naturel et volatilité

en US$/MBTU



Source : ONÉ – L'avenir énergétique au Canada : scénarios sur l'offre et la demande jusqu'à 2025 (juillet 2003)

continuer de croître (voir les chapitres 3 et 4 sur l'offre et sur la demande de gaz naturel). Par conséquent, un équilibre précaire entre l'offre et la demande du gaz aura une influence sur son prix pendant le reste de la décennie.

Des rapports plus étroits existent entre les marchés de l'énergie et le prix du pétrole brut influe de plus en plus sur celui du gaz naturel. En supposant que les prix moyens du pétrole brut se situent dans la fourchette des 24 $US à 35 $US le baril, les participants aux tables rondes ont convenu que les prix du gaz naturel à la NYMEX devrait varier entre 4 $US et 6 $US par MBTU. Il ne semble pas que les importations de GNL en Amérique du Nord, bien qu'elles augmentent, auront une incidence significative sur les prix du gaz naturel pendant la période étudiée, les participants prévoyant, pour la plupart, que les volumes de ce gaz demeureront relativement faibles.

Des modifications apportées aux normes sur l'environnement et des restrictions portant sur le recours aux solutions de rechange classiques au gaz naturel, comme le charbon et les mazouts lourds, pourraient encore accroître la demande de gaz. Les participants aux tables rondes ont mis en garde contre une moins grande capacité d'utilisation de ces autres combustibles, sans les remplacer par quoi que ce soit d'autre, car cela limitera les possibilités qui s'offrent aux utilisateurs, fera augmenter la demande de gaz naturel et en maintiendra les prix à un niveau élevé, plus près de ceux des mazouts légers. La fourchette des prix de ces mazouts a beaucoup augmenté au cours de la dernière décennie, alors que le gaz naturel a eu tendance à demeurer dans les limites des prix du charbon et des mazouts lourds à forte teneur en soufre.

Structure du marché et prix du gaz naturel

Les participants aux tables rondes ont indiqué que l'évolution de la structure du marché du gaz naturel et la plus grande sensibilité de la demande à l'égard de la température feront en sorte que les prix de ce gaz suivront de plus près ceux des marchés de l'électricité. Non seulement découle-t il de cette situation un moins grand nombre de possibilités au chapitre des combustibles de remplacement en vue d'une production accrue d'électricité, mais cette dernière est alors plus sensible aux écarts de température que la consommation industrielle. Les participants ont avancé qu'un alignement entre une énergie sensible aux variations de la température et les charges de gaz naturel pourrait éventuellement mener à de plus grandes demandes de pointe, ainsi qu'à des prix plus élevés pour le gaz et l'énergie pendant ces périodes. Il en découle donc une plus grande instabilité des marchés de l'énergie, de même qu'une modification de la consommation saisonnière comme du rôle et des possibilités de stockage servant à arrondir les crêtes des prix du gaz naturel. Plus spécifiquement,

une croissance continue à l'égard de la demande d'électricité en été pour le conditionnement de l'air mènera à une demande supérieure de gaz naturel et à des prix plus élevés pendant les mois chauds, de sorte qu'il faudra s'en remettre davantage aux mois plus frais, mais aussi plus imprévisibles, des moyennes saisons pour renflouer les niveaux de stockage en prévision des exigences de chauffage pendant l'hiver.

La charge industrielle, sensible au prix, est actuellement la mieux nantie quant à la capacité d'utilisation de combustibles mixtes ou de remplacement à l'intérieur des secteurs de la consommation. Nombreux sont les participants qui ont indiqué que ces industries avaient dû faire face à des prix à la hausse de l'énergie depuis bien des années et que les gains facilement réalisables en matière d'efficacité énergétique ainsi que de réduction des coûts avaient déjà été concrétisés. Conséquemment, les participants ont indiqué que de nouvelles pressions, exercées par le maintien de prix élevés du gaz naturel et par leur volatilité, pouvaient être à l'origine de sa substitution au profit d'un autre combustible ou de réductions supplémentaires pour ce secteur de la demande en Amérique du Nord. Même si cela pouvait mener à un équilibre général entre la demande et l'offre, les participants prévoient qu'une moins grande capacité d'utilisation de combustibles mixtes ou de remplacement fera en sorte que le marché du gaz naturel perdra de sa souplesse lorsque la demande requerra un rajustement rapide en réaction à l'évolution des prix.

Certains participants croient en outre qu'une liquidité moindre au chapitre des achats et des ventes de gaz à long terme a également eu une incidence sur la volatilité des prix du gaz naturel, de même que sur la capacité des parties à gérer ces prix. Les participants ont fait remarquer que la sortie de jeu de bon nombre de grands commercialisateurs d'énergie, les préoccupations relatives à la véracité des indices de prix américains, les plus grandes exigences en matière de crédit et les coûts plus élevés associés aux opérations de couverture sont autant de facteurs qui ont contribué à une baisse du niveau des opérations commerciales ainsi qu'à une diminution des possibilités de conclusion d'ententes à long terme. Ils ont proposé que les prix et les contrats à court terme qui découlent de tout cela rendent plus difficile la gestion des prix à long terme, en plus de pouvoir contribuer à la volatilité des prix du gaz naturel.

Gestion des prix du gaz naturel

Les consommateurs du grand secteur industriel étant les plus sensibles aux prix et comptant parmi ceux qui présentent les meilleures dispositions sur le plan technique, ils peuvent avoir recours au plus grand nombre d'outils visant une meilleure stabilité des prix. Ces outils, aussi bien physiques que financiers, aident à réagir aux changements temporaires ou saisonniers au niveau de l'offre et de la demande de gaz. Les outils physiques peuvent comprendre le stockage, des combustibles de remplacement ou des rajustements temporaires de la production en réaction aux prix de l'énergie. Des outils financiers sont également utilisés, en particulier par les parties ayant un recours limité aux précédents. Ces outils peuvent comprendre des pratiques contractuelles et des opérations de couverture financière visant à gérer les risques associés à des prix incertains ou instables. Même s'ils peuvent aider à atténuer les effets de la volatilité des prix, ils ne permettent pas nécessairement de réduire les coûts du gaz naturel dans leur ensemble. Plutôt, ils pourraient être perçus comme une forme d'assurance au titre de laquelle une prime est versée en échange de prix plus certains ou stables. Pour la plupart, les participants croient également que les coûts de protection physique ou d'assurance financière afin de se prémunir contre la volatilité des prix augmenteront sur un marché du gaz naturel où l'équilibre est constamment précaire.

Dans l'ensemble, les plus petits utilisateurs industriels, les utilisateurs résidentiels et les utilisateurs commerciaux représentent une partie très importante de la demande énergétique au Canada. Ils

pourraient donc jouer un rôle très important pour influer sur les prix futurs de l'énergie. Du fait que ces consommateurs ont peu de possibilités de rechange en ce qui a trait aux combustibles utilisés, les participants aux tables rondes ont laissé entendre que des signaux de prix sans ambiguïtés pour le gaz naturel pourraient donner l'élan requis en vue d'une action concertée visant à réduire la demande totale de ce secteur. Pour ces utilisateurs de moindre envergure, les possibilités physiques comprennent notamment celles de choisir, lorsque possible, d'autres formes d'énergie (p. ex., choix entre le gaz naturel, le mazout, le bois et l'électricité) ou de tout simplement réduire leur consommation pendant les périodes où les prix sont élevés. Les possibilités financières ou commerciales sont plus limitées et comprennent, notamment, le choix du fournisseur et des modes de service ou de paiement afin d'atténuer les incidences de la fluctuation des prix de l'énergie.

5.3 Enjeux et mesures possibles

Après les échanges d'opinion des participants aux tables rondes au sujet des prix futurs du gaz naturel, on leur a demandé de cerner des mesures éventuelles qui pourraient être prises pour aider à atténuer les effets de prix élevés ou instables.

Volatilité des prix du gaz naturel

À la lumière d'une plus grande sensibilité des prix du gaz naturel à la température et au marché de l'électricité, les participants ont avancé que des mesures incitatives et autres, afin de permettre aux consommateurs résidentiels et commerciaux de réagir en réduisant leur demande de gaz pendant les périodes de pointe, pourraient avoir des répercussions positives et significatives sur les prix à court terme. Même si de telles réactions peuvent ne pas modifier grandement le niveau général de consommation ou le prix moyen du gaz naturel, même une légère réduction de la consommation pendant les périodes de pointe découlant d'une réaction de tous ces consommateurs peut freiner considérablement les prix de pointe et réduire la volatilité des prix du gaz à court terme.

Afin d'illustrer ce point, certains participants ont présenté le cas d'une situation récente survenue à Toronto et à New York en janvier 2004. Les températures froides et les contraintes imposées par l'infrastructure régionale ont mené à une pointe à court terme des prix du gaz naturel qui ont ainsi atteint 70 $US/MBTU. Toutefois, ces prix n'étaient poussés que par un très faible volume de consommation sur le marché. Les participants ont laissé entendre que transmettre des signaux de prix valables et en temps opportun directement aux usagers à l'occasion de telles situations pourrait suffire à produire une faible réduction de la consommation de gaz à l'échelle régionale. En outre, dans ce cas particulier, la faible réduction de la demande aurait pu avoir un impact considérable sur les pointes extrêmes à court terme qui ont été observées à l'égard des prix du gaz naturel.

Les participants ont aussi cherché à savoir si une SDL était mieux placée pour avoir recours à des outils financiers ou pour investir dans l'infrastructure régionale au nom des plus petits consommateurs de gaz et si, par conséquent, elle devrait être autorisée à le faire. On a remarqué que cette question en soulève d'autres au sujet de la modification du mandat, du recouvrement des coûts et des rendements des SDL si celles-ci devaient s'acquitter de telles fonctions plus étendues.

En général, la plupart des participants ont insisté sur le fait que les décisions relatives aux mesures d'atténuation, qu'il s'agisse par exemple du recours à des outils financiers ou de l'investissement dans l'infrastructure physique, auraient avantage à être laissées aux participants au marché, qui choisiront la meilleure façon de procéder en fonction de leur propre niveau de tolérance et de sensibilité aux prix. On a fait valoir que l'élimination de mesures contribuant à l'envoi de signaux de prix incohérents et

prêtant à confusion, comme l'imposition de plafonds, pourrait permettre aux fournisseurs ainsi qu'aux consommateurs de mieux réagir et de le faire plus rapidement lorsque les prix changent.

Signaux de prix sur le marché

Dans une large mesure, les participants se sont entendus pour dire que des signaux de prix clairs étaient très importants, à l'intérieur d'une économie axée sur le marché, pour produire des réactions appropriées dans tous les secteurs de ce même marché. Les participants ont présenté un certain nombre de situations où des signaux de prix imprécis ou prêtant à confusion peuvent mener à des réactions à court terme moins décisives, souvent même à des réactions et des résultats opposés. Par exemple, les décalages entre les lectures au compteur et la facturation, les interventions directes sous forme de plafonds de prix et la réglementation de ceux-ci peuvent être à l'origine de signaux embrouillés qui mènent à des décisions non optimales.

La rétroaction a aussi toujours été uniforme, pour toutes les tables rondes, à l'effet que le gouvernement et les organismes de réglementation devraient résister à la tentation d'intervenir sur le marché, et qu'ils devraient plutôt se concentrer sur la façon de donner aux marchés de l'énergie des moyens de fonctionner plus efficacement. Tout en reconnaissant que les contraintes découlant de prix élevés et instables sont nombreuses, les participants aux tables rondes croient que des signaux de prix clairs, envoyés en temps opportun, sont nécessaires afin de permettre aux fournisseurs et aux consommateurs d'énergie de prendre les décisions qui s'imposent, que ce soit au niveau des investissements ou à celui de l'utilisation de l'énergie. Les participants ont insisté sur le fait que les prix élevés du gaz naturel sur le marché actuel reflètent l'équilibre qui existe pour ce gaz entre l'offre et la demande. Ils ont aussi mis l'accent sur le fait que ces prix constituent des signaux importants qui favorisent la mise en valeur de nouvelles sources d'approvisionnement en gaz non classique et permettent des investissements dans l'infrastructure. De plus, ils vont dans le sens de l'amélioration des technologies employées ou des rajustements de la demande par les consommateurs, grâce à l'adoption d'un meilleur équipement ou de mesures d'économie.

À l'appui des décisions d'investissement pour l'amélioration de l'équipement, la mise en valeur de nouvelles sources d'approvisionnement et l'élargissement de l'infrastructure, les participants aimeraient aussi être témoins de l'adoption de mesures qui pourraient contribuer à une plus grande certitude, à long terme, quant aux prix de l'énergie. Par exemple, certains participants ont avancé que l'adoption de programmes incitatifs clairs, par voie de règlement, pour des contrats à plus long terme, pourrait contribuer à la mise à niveau des risques et du soutien accordé pour l'infrastructure. Les investissements peuvent également être facilités si l'on s'assure de la confiance du marché grâce à l'offre d'information et à l'obtention de rendements équitables tenant compte de l'évolution du risque.

Information de qualité et en temps opportun sur les prix

Les participants aux tables rondes ont indiqué un niveau de confiance élevé à l'endroit des grands indices canadiens des prix du gaz naturel, qu'il s'agisse de fiabilité ou de qualité, lesquels sont fondés sur les échanges réels à partir de plates-formes électroniques. Néanmoins, certains ont avancé qu'il y avait quand même moyen d'améliorer la qualité de l'information publique et sa diffusion en temps opportun quant aux prix de l'énergie pour chaque secteur de consommation.

BESOIN D'INFORMATION

Constatations cruciales

- *Il faut réaffirmer le principe d'un cadre de politique énergétique axée sur des marchés fonctionnant sans entraves.*
- *Il n'existe pas de source unique d'information sur l'énergie au Canada. Des données unifiées, en temps opportun et impartiales sur l'énergie sont souhaitables.*
- *Il existe un besoin d'analyse objective et de plus d'information sur la demande énergétique au Canada (p. ex., de l'information sur la structure du marché, le stockage, la productibilité et la substitution de combustibles).*
- *Dans l'ensemble, les parties croient que l'information disponible sur les prix du gaz naturel est suffisante.*
- *Il y a place à former le public sur les nouvelles sources d'approvisionnement (p. ex., le GNL ou le MGH) ainsi que sur les nouvelles technologies à l'intention des usagers.*

6.1 Cadre de politique énergétique

À l'occasion des tables rondes, on a reconnu dans une large mesure que les problèmes entourant le gaz naturel ne pouvaient être réglés en faisant fi des autres produits de base du secteur de l'énergie. Par conséquent, nombreux sont les participants qui ont suggéré que le gouvernement devait réaffirmer le principe d'un cadre de politique énergétique axée sur des marchés fonctionnant sans entraves qui touche à tous les aspects des choix à faire en matière d'énergie et qui ne se concentre pas uniquement sur un seul combustible. Les participants ont également insisté pour que le gouvernement et les organismes de réglementation résistent à la tentation d'intervenir en fixant les prix de l'énergie. Ils ont indiqué que des cadres réglementaires et fiscaux, favorisant la mise en valeur d'autres sources d'énergie et de nouvelles technologies, devraient être fortement privilégiés.

6.2 Point d'accès unique aux données sur l'énergie au Canada

D'une seule voix, les participants aux tables rondes ont affirmé que de l'information sur les prix du gaz naturel était largement diffusée, en acceptant que la liquidité pourrait être moindre sur certains marchés régionaux que sur d'autres. Toutefois, au-delà des prix, d'autres types de renseignements sur l'énergie au Canada sont transmis par un grand nombre de sources différentes, notamment les provinces, l'Office, Statistique Canada, Ressources naturelles Canada et des sources privées, pour ne nommer que celles-là. Tandis qu'aux États Unis, a-t on fait remarquer, l'*Energy Information Administration* est seule ou presque à fournir de l'information sur l'énergie. Presque tous les participants ont mentionné qu'un dépôt central pour l'information sur l'énergie au Canada serait

très utile afin d'aider les différents secteurs commerciaux et le gouvernement à prendre des décisions éclairées en temps opportun.

Un seul point d'accès ou « guichet unique » pour les données sur l'énergie non seulement facilite l'obtention de renseignements pertinents, mais en outre, permet de produire des données plus uniformes pour toutes les formes d'énergie. On a proposé qu'il fallait qu'un organisme impartial dirige et coordonne les activités afin de créer un guichet unique pour l'information sur l'énergie au Canada.

Dans le but d'explorer les mérites d'un point d'accès unique aux données sur l'énergie au Canada et d'en évaluer la faisabilité, on a suggéré que les divers organismes qui produisent des statistiques se réunissent afin d'examiner comment améliorer la qualité de telles statistiques et leur diffusion. En particulier, nombreux sont les participants qui ont indiqué qu'un accès à des analyses et des renseignements intégrés permettrait une meilleure compréhension de la demande énergétique au pays ainsi que des nouvelles sources d'approvisionnement en gaz.

6.3 Accessibilité à des données et des analyses en temps opportun

Une bonne compréhension des enjeux et tendances du marché de l'énergie est possible en fournissant un accès à des données plus complètes, précises et en temps opportun, ainsi que des analyses à la fois plus larges et plus en profondeur. Alors que de grandes quantités de données et de nombreuses analyses peuvent être achetées, bien des participants ont cerné le besoin de données et d'analyses fiables, produites en temps opportun par une source crédible et impartiale. Les participants ont exprimé un intérêt particulier pour de l'information sur les réserves, des données détaillées sur la demande au Canada ainsi que des analyses sur le stockage et la productibilité en période de pointe. Par exemple, ils ont indiqué qu'il était difficile de bien saisir la demande énergétique au Canada, au même titre que les niveaux de substitution des combustibles et rajustements de la demande requis, d'où il découle que des analyses et des données publiques de meilleure qualité sur les marchés d'utilisation finale seraient souhaitables.

Les participants ont par ailleurs laissé entendre qu'il existait un grand nombre de fournisseurs de renseignements sur les prix de l'énergie ou sur la façon dont ils étaient établis et que cette information était suffisante. Pour ce qui est des analyses de marché et des rapports de l'ONÉ, on a suggéré des études sur trois à cinq ans, qui correspondraient mieux aux horizons de planification des sociétés.

6.4 Information à l'intention du grand public

Les participants de partout au pays ont reconnu le besoin d'une information publique plus étendue sur toutes les questions d'énergie. On a laissé entendre que le gouvernement et les organismes de réglementation avaient un rôle à jouer lorsqu'il s'agit d'informer le public sur les grands enjeux et tendances naissants. Certains participants ont suggéré qu'il serait pertinent, pour un organisme qui fait autorité comme l'ONÉ, d'organiser des forums visant à sensibiliser le public et à lui faire mieux comprendre les questions touchant l'énergie. En gardant à l'esprit l'importance grandissante éventuelle du GNL et du MGH, au Canada et pour l'Amérique du Nord dans son ensemble, les participants de partout au pays ont reconnu le besoin d'une information accrue, à l'intention des consommateurs et du public en général, sur des sujets précis comme la mise en valeur du MGH, les technologies émergentes et la sécurité du GNL. Certains sont d'avis qu'à l'heure actuelle, la seule source d'information pour le public est bien souvent le promoteur d'un projet ou des groupes d'intérêt, ce qui fait qu'une voix objective est nécessaire afin de mieux sensibiliser la population aux grandes questions et tendances sur le marché du gaz.

6.5 Recherche

Reconnaissant l'importance toujours accrue des nouvelles technologies pour la mise en valeur de sources d'approvisionnement de gaz et pour la gestion efficace de la demande énergétique, les participants ont aussi reconnu le rôle et l'importance de la recherche comme moyen d'assurer des marchés durables au-delà de 2010. L'évolution technologique était perçue comme l'élément essentiel pour accroître l'offre d'énergie à long terme et pour utiliser le gaz naturel de façon plus efficace. Une application élargie des autres sources d'énergie était perçue comme faisant également partie de la solution. Sous ce rapport, certains participants ont avancé qu'il pourrait y avoir une démarche coordonnée en matière de recherche sur les nouvelles technologies devant profiter aux usagers et au secteur amont, ainsi qu'en matière de mise en valeur d'autres sources d'énergie.

PARTICIPANTS AUX TABLES RONDES

Organisation	Participants	
Agrium Inc.	Chris	Tworek
Association canadienne de l'électricité	Hans	Konow
Association canadienne des fabricants de produits chimiques	David	Goffin
Association canadienne des producteurs pétroliers	Greg	Stringham
Association canadienne des producteurs pétroliers	Mark	Pinney
Association canadienne du gaz	Bryan	Gormley
Association des consommateurs du Canada – Alberta	James A.	Wachowich
Association des consommateurs industriels de gaz	Peter	Fournier
Association québécoise des utilisateurs industriels d'électricité	Luc	Boulanger
ATCO Pipelines	Bruce	McRae
Atlantic Institute for Market Studies	Thomas	Tucker
BP Canada Energy Company	Stan	Penchuk
Calpine Canada	David	Sterna
Canadian Energy Research Institute	Paul	Mortensen
Canadian Energy Research Institute	Matt	Ayres
Cargill Power & Gas Markets	Mark	Stach
Central Heat Distribution Limited	John	Barnes
Commission de l'énergie de l'Ontario	Mark	Garner
Commission de l'énergie de l'Ontario	Hima	Desai
Commission des entreprises de service public du Nouveau-Brunswick	John	Lawton
Commission des entreprises de service public du Nouveau-Brunswick	Doug	Goss
Compagnie pétrolière impériale Ltée	James	Hughes
Consultant	Julie	Girvan
Corridor Resources Inc.	Norm	Miller
Direct Energy Marketing	Tony	Zaremba
Direct Energy Marketing	Pascale	Duguay
Dofasco Inc.	Paul	Smith
Domtar Inc.	Josée	Latreille
Duke Energy	Denis	Marcoux
Duke Energy Gas Transmission	Greg	Staple
Duke Energy Gas Transmission	Troy	Adams
Emera Energy Inc.	Ian	Johnston

Enbridge Gas Distribution Inc.	Dave	Charleson
Enbridge Gas Nouveau-Brunswick	Rock	Marois
Enbridge Gas Nouveau-Brunswick	Shelley	Black
EnCana Corporation	Steve	Brink
EnCana Corporation	Paul	Gagné
Energy and Utilities Board de l'Alberta	Jim	Dilay
Énergie NB	Michael	Bourque
Énergie NB	Rick	McGivney
Énergie NB	Bill	Marshall
Energy Probe	Tom	Adams
EPCOR	Fred	Shafai
EPCOR	Glen	Hensbergen
Falconbridge Limitée	Lauri	Gregg
Gaz Métropolitain Inc.	Normand	Stevenson
Gaz Métropolitain Inc.	Johanne	Paquin
Hydro-Québec	Suzanne	Boisclair
Inco Limitée	John	LeMay
Industrial Gas Consumers Association of Alberta	Norm	MacMurchy
Irving Oil Limited	Mark	Brown
Ispat Sidbec Inc.	Jean-Paul	Schaack
Marchés mondiaux CIBC Inc.	Andrew	Potter
Maritimes and Northeast Pipeline Management Limited	Steve	Rankin
Maritimes and Northeast Pipeline Management Limited	Ian	Leadley
MGV Energy Inc.	George	Voneiff
Ministère de l'Énergie de l'Alberta	Colin	Carrigy
Ministère de l'Énergie de l'Alberta	Barry	Rodgers
Ministère de l'Énergie de l'Ontario	Bryne	Purchase
Ministère de l'Énergie de la Nouvelle-Écosse	Bill	O'Halloran
Ministère de l'Énergie du Nouveau-Brunswick	Jean	Finn
Ministère de l'Énergie du Nouveau-Brunswick	Jim	Knight
Ministère de l'Énergie et des Mines de la Colombie-Britannique	Stirling	Bates
Ministère de l'Énergie et des Mines de la Colombie-Britannique	Ines	Piccinino
Ministère des Ressources naturelles, de la Faune et des Parcs	Ronald	Richard
Natural Gas Exchange Inc.	Peter	Krenkel
Natural Gas Steering Committee	Daniel	Potts
Noranda Inc.	Denis	Coté
Norsk Hydro Canada	Michel	Brouillette
NOVA Chimie (Canada) Ltée	Mike	Elliott
Nova Scotia Power Inc.	Angela	Trenholm
Ontario Energy Association	Bernard	Jones
Ontario Power Generation	Paul J.	Burke
Régie de l'énergie	Robert	Meunier
Ressources naturelles Canada	John	Foran
Shell Canada Limitée	Larry	Marks

Tembec Inc.	Paul	Dottori
Terasen Gas Inc.	Doug	Stout
TransAlta Corporation	Will	Bridge
TransCanada PipeLines Limited	Hank	Petranik
TransCanada PipeLines Limited	Bill	Langford
Union Gas Limited	Steve	Baker
Union Gas Limited	Mark	Isherwood
Utilities Commission de la Colombie-britannique	Brian	Williston
West Fraser Timber Co. Ltd.	Dave	Humber
WPS Energy Services, Inc.	Claude	Morneault

QUESTIONS POUR DISCUSSION EN TABLE RONDE

En prévision de votre participation, vous pourriez examiner les questions suivantes :

1. Quelle sera selon vous la situation du marché du gaz en 2010? Êtes-vous d'accord pour dire qu'on verra en toute probabilité un resserrement du marché du gaz naturel?
2. Qu'est-ce que vous percevez sur le plan :
   - de l'évolution de l'offre de gaz naturel?
   - des tendances de la consommation de gaz naturel?
   - du prix du gaz naturel et des pratiques contractuelles?
3. Comment percevez-vous l'avenir des infrastructures de transport et de livraison de gaz naturel?
4. Quelles mesures devrait-on prendre pour améliorer les chances de mise en valeur de sources additionnelles de gaz naturel d'ici la fin de la décennie?
5. Comment peut-on améliorer la consommation de gaz naturel sur les plans de l'efficacité et des méthodes de consommation?
6. Comment peut-on contrer les effets de l'instabilité des prix du gaz?
7. Existe-t-il des lacunes sur le plan de l'information sur les marchés et le cas échéant comment peut-on les combler?

En réfléchissant aux moyens à prendre pour solutionner les questions ci-dessus, songez au rôle des divers intervenants du marché, dont les producteurs, les sociétés pipelinières, les distributeurs, les grands et petits utilisateurs, les gouvernements fédéral et provinciaux, ainsi que les organismes de réglementation fédéraux et provinciaux.